THE SENATE OF CANADA LE SÉNAT DU CANADA

PETRO-CANADA

Report of the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources

Chairman
The Honourable Daniel Hays

Deputy Chairman
The Honourable James Balfour

Photo credits: Don Wise, Calgary
Imperial Oil Limited
Shell Canada Limited
Petro-Canada

PETRO-CANADA

Report of the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources

Chairman
The Honourable Dan Hays

Deputy Chairman
The Honourable James Balfour

June 1990

91-00499/

MEMBERSHIP

STANDING SENATE COMMITTEE ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Dan Hays, Chairman

The Honourable James Balfour, Deputy Chairman

The Honourable Senators:

Willie Adams
Jack Austin, P.C.
James Balfour
Earl Hastings
Daniel Hays
William Kelly
Colin Kenny
Thomas Lefebvre
• Allan MacEachen, P.C. (or Royce Frith)
• Lowell Murray, P.C. (or William Doody)
H.A. Olson, P.C.
Gerald Ottenheimer
Jean-Marie Poitras
Duff Roblin, P.C.

• *Ex Officio* Members

NOTE: The Honourable Senator Barootes also served on the Committee.

Research Staff:

Mr. Dean Clay, Dean Clay Associates
Mr. Richard Harris, Harris Consultants Limited
Mr. Michael Jarvis, Jarvis Consultants Limited
Mr. Ken Winger, Seagrave Steward Investments Limited

Line Gravel

Clerk of the Committee

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Wednesday, June 21, 1989:

The Honourable Senator Hays moved, seconded by the Honourable Senator Neiman:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review the extent to which Petro-Canada has met its original purpose, and to evaluate this purpose with respect to Petro-Canada's evolving role in the Canadian energy scene; and

That the Committee present its final report no later than 31st March 1990. •

The question being put on the motion, it was –
Resolved in the affirmative.

Gordon Barnhart
Clerk of the Senate

• By order of the Senate dated March 22, 1990, the date of tabling the final report was extended to May 15, 1990. By order of the Senate dated May 9, 1990, the date of tabling the final report was extended to June 15, 1990.

Table of Contents

Foreword 1

Introduction 5

Conclusions and Recommendations 7

Chapter One: A Review of Petro-Canada's Operations 19

A. Startup and Evolution 19

1. Canertech 26

2. Petro-Canada International Assistance Corporation 27

B. Industry Activity 29

C. Financial Performance 33

1. Introduction 33

2. A Comparison with Imperial Oil and Shell Canada 33

2.1 Purpose of the Comparison 33
2.2 Scope of the Comparison 36
2.3 Basis of the Comparison 40
2.4 Assumptions in the Analysis 40
2.5 Background on Imperial Oil 43
2.6 Background on Shell Canada 43
2.7 Conclusions 50

Chapter Two: Canada's Evolving Energy Policy 53

A. 1976–1984 53

B. 1984–1990 59

C. The Free Trade Agreement 60

D. Harmonizing Deregulation and Strategic Planning 63

Chapter Three: The International Energy Situation 67

A. OPEC's Resurgence 67

B. U.S. Energy Prospects 72

Chapter Four: Public Policy Considerations 77

A. Security of Energy Supply 77

B. Canadianization of the Petroleum Sector 81

C. Rationalization of the Domestic Petroleum Industry 82

D. Relationship with the Federal Government 85

Chapter Five: A Comparison with Four other National Oil Companies 87

A. Introduction 87

B. The World's Major Oil Companies 89

C. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) 93

D. Japan National Oil Corporation (JNOC) 100

E. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 108

F. Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) 114

G. A Comparison of Roles 120

Appendix A: List of Witnesses 123

Appendix B: Abbreviations and Acronyms 125

Appendix C: Definitions, Units and Conversion Factors 127

Selected References 131

Foreword

The policy initiatives resulting in the 1975 creation and subsequent development of Petro-Canada have been and remain controversial. The 1984 directive by the present government that Petro-Canada conduct its affairs as a private-sector company – ending its pursuit of public policy purposes – has been followed by the February 1990 budget announcement that the government intends to privatize our national oil company. In the spring of 1989, this Committee decided that more attention should be paid to the question of Petro-Canada's role as a state oil company, particularly in the broader context of Canadian policy development, and sought a reference from the Senate to study this matter.

As a national oil company, Petro-Canada's operations reflect various Canadian issues – balancing national and regional interests, reconciling consumer and producer interests, and weighing free market operation against government objectives, to name but three. This report attempts to gauge Petro-Canada's accomplishments of the past in both its business and public policy roles, and presents the Committee's views regarding appropriate choices for its future.

The following subjects were considered in the context of this study:

(a) Canada's high per capita use of energy by reason of climate, geography, industrialization and lifestyle;

(b) the international price of oil is not based on a freely functioning market – OPEC supplied 46% of the 52 million barrels of oil consumed daily in the non-Communist world in 1989 and holds almost all of the world's surplus producing capacity, allowing it to set production quotas and determine market conditions;

(c) the increasing dependence of the United States on imported and in particular OPEC oil, and the degree to which the U.S. weakness in oil supply has the potential in a continental market which it dominates to create a problem for Canada should the U.S. Government deem that intervention in the energy sector is necessary;

(d) the commitments that Canada has made in the Free Trade Agreement;

(e) the opportunity Canadians have to preserve a preferred position in energy supply in a market-based environment, with a policy which has that as an objective; and

(f) the growing recognition of the impact that energy development is having on the environment.

Simply stated the issue is: Does Petro-Canada still have a public policy role to play in Canada? The current government maintains that it does not. Others allege that it does. If one takes the position that our national oil company does have a continuing function in federal policy-making, then it remains to articulate what part Petro-Canada might play in an energy policy that addresses Canada's interests now and in the foreseeable future.

The government of the day asserts that the energy sector will be better regulated by the market alone, and the Committee received a substantial body of testimony in support of this view. Other witnesses contested this conclusion.

To gain a broader perspective on the debate, the Committee studied the operations of four national oil companies operating in Japan, Norway, Italy and Venezuela. The governments of many countries – both oil exporters and importers – have judged it in the national interest to be involved in their energy sectors and to develop policy that meets strategic needs peculiar to their situations. They are often our competitors in world markets and we must learn from their good and bad experiences as well as our own, and act accordingly in our best interests. For example, the United States is currently developing a National Energy Strategy (NES). The importance that the U.S. Administration attaches to this process is evident in the remarks of President George Bush in the NES Interim Report of April 1990:

> We cannot and will not wait for the next energy crisis to force us to respond.
>
> Our task – our bipartisan task -- is to build the national consensus necessary to support this strategy and to make this strategy a living and dynamic document, responsive to new knowledge and new ideas, and to global, environmental, and international changes.
>
> A keystone of this strategy is going to be the continuation of the successful policy of market reliance. And it's not going to be easy. We must balance – achieve balance – our increasing need for energy at reasonable prices, our commitment to a safer and healthier environment, our determination to maintain an economy that is second to none, and our goal to reduce dependence by ourselves and our friends and allies on potentially unreliable energy suppliers.
>
> I am confident that America's can-do attitude and scientific know-how and old fashion plain common sense will prevail. By acting now, we can bequeath a legacy to the next century of a cleaner, more prosperous and, yes, more secure America.
> (U.S., DOE, 1990, p. 1)

This quotation also indicates the challenge that policy-makers face in reconciling the free market approach with current circumstances: President Bush first

credits "the successful policy of market reliance" and then hints strongly at the government intervention that will be required to guarantee America's future energy security and ensure a healthier environment.

Energy policy-making is not a question of black and white: it has become tinged with many shades of grey (and now green). Simplistic answers addressed to complex questions serve no one well. The Committee believes that the role of Petro-Canada in a Canadian energy strategy is a question that can be better explored as a result of information and comment brought together in this report.

The Committee heard from a variety of witnesses, who have made an important contribution to our knowledge and understanding of Petro-Canada's operations and its past and future roles. We thank these witnesses for their contribution to our work and Mr. W.H. Hopper of Petro-Canada in particular for agreeing to be our lead witness and for offering the cooperation of his organization.

We thank our report writer and consultant Dean Clay; Richard Harris and Ken Winger for their analysis of Petro-Canada's financial situation; Michael Jarvis for his review of four other national oil companies; and our Clerks, Line Gravel and her predecessor Timothy Ross Wilson, for their contribution to the work of the report. The Committee is also indebted to the translators and revisor at Secretary of State who prepared the French text – Francine Nantel, Marielle Papineau, Louise Goyette, Huguette Lemieux, Denis Samson, Sylvie Trottier and Ronald Barber; to Diane Pugliese, Nicole Raymond and Lucie Gaulin who prepared the French manuscript; to Mario Pelletier whose editing ensured an accurate translation; and to Bob Kingham who prepared the computerized organization charts of Chapter Five.

Senator Dan Hays
Chairman

Introduction

On June 21, 1989, the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources received an Order of Reference from the Senate of Canada to the effect:

> That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review the extent to which Petro-Canada has met its original purpose, and to evaluate this purpose with respect to Petro-Canada's evolving role in the Canadian energy scene; and
>
> That the Committee present its final report no later than 31st March 1990.

The Committee requested this mandate because of the widening public and political debate about the future of Canada's national oil company. Committee members considered it important on two grounds that an assessment of Petro-Canada's past activities and future operations be done: (1) because more than $4 billion in public funds has been invested in the operations and acquisitions of Canada's state-owned oil company and it is important to evaluate what that investment has accomplished; and (2) in the event that the federal government introduces legislation to privatize Petro-Canada, the Committee has provided a body of analysis against which such an initiative can be judged.

As events transpired, the Government of Canada announced in its budget presentation of February 20, 1990 that "...the time has come to allow direct public ownership of Petro-Canada" and that legislation to accomplish this will be introduced during 1990. As the Honourable Michael Wilson, Minister of Finance, expressed it, "We will continue to privatize Crown corporations and sell investments where government ownership is no longer needed to meet public policy objectives." That issue – whether Petro-Canada should continue to serve any public policy function – has been a prime concern of this study.

As the announcement of Petro-Canada's intended privatization and the release of the Corporation's new 1989 and restated 1988 financial results (arising from a changed accounting practice) required modification of its report, the Committee asked for an extension of the reporting deadline to accommodate these new developments.

The Committee initiated its study of Petro-Canada with public hearings in Calgary on November 16, 1989, and continued with a series of hearings in Ottawa. In total the Committee heard ten witnesses on the subject; a larger number of prospective witnesses declined invitations to appear. The witnesses who appeared before the Committee are listed in Appendix A.

To supplement this testimony and its own research work, the Committee contracted the services of three individuals who contributed to the analytical base of this study. The Committee also benefitted from a three-day trip to Washington in November of 1989, the purpose of which was a broad review of the U.S. energy situation, and from a private meeting with senior officials of Petróleos de Venezuela in Caracas, while attending the Third Latin American and Caribbean Meeting of Parliamentarians on Energy and Petroleum in July 1989.

To assist the reader who may not be familiar with the terms, abbreviations and units that characterize this subject, Appendices B and C briefly cover the appropriate abbreviations, acronyms, definitions, units and conversion factors. Although energy industry statistics are now commonly reported in SI (Système International) or "metric" units in Canada, the practice in other countries varies. The United States uses English units. The Japan National Oil Corporation, in a more imaginative departure, reports oil production in barrels and the size of Japanese oil stockpiles in kilolitres; Petróleos de Venezuela reports oil production in barrels and gas production in cubic metres. This report presents most energy statistics in both English and SI units. Unless otherwise indicated, monetary figures are reported in Canadian dollars.

Reports and other documents that have been utilized in the Committee's work are listed in the Selected References at the end of the report.

In reviewing the operations of four other national oil companies for comparison with Petro-Canada, the Committee collected information not readily available to the Canadian reader. Including this additional material in the report would have made it too lengthy. This information is available, however, on request from the Clerk of the Committee and includes the law and/or regulations under which Petróleos de Venezuela, Japan National Oil Company, Statoil and ENI operate.

Conclusions and Recommendations

Petro-Canada – A Future Role?

The difficulty in judging whether or not Petro-Canada has a future role to play as a national oil company arises from the government's failure to present Canadians with a comprehensive statement of its energy policy. In 1984, a newly elected Progressive Conservative Government began to dismantle the National Energy Program and deregulate domestic energy markets, as promised in the election campaign. As an adjunct of these initiatives, Petro-Canada was directed to operate as any other private-sector oil company. Its public policy purposes were declared either to have been satisfied or to be no longer relevant.

Freeing oil and gas prices and disposing of the complex tax and regulatory structure that had supported lower-than-market prices benefitted the day-to-day operations of the energy marketplace. But it soon became apparent that market forces alone were not a suitable proxy for policy across the entire spectrum of issues confronting the energy sector. Consequently on 13 April 1987, the Hon. Marcel Masse, then Minister of Energy, Mines and Resources, announced Energy Options, a process "designed to review and assess Canada's energy prospects and options into the twenty-first century." Under the guidance of the appointed Energy Options Advisory Committee, chaired by Thomas Kierans, Canadians were solicited for their views about our country's energy future.

The product of this unique consultative process was *Energy and Canadians: Into the 21st Century*, an advisory report to the federal government, completed in August of 1988. Although the report observes that: "Virtually all participants in the Energy Options process stated that market forces should be allowed to allocate resources and determine prices for energy" (Canada, EMR, 1988, p. 65), it also acknowledges that the participants believed: "Intervention is appropriate when markets are not sufficiently competitive and when there are social costs such as environmental damage that prices do not reflect or social benefits such as basic research which markets do not reward adequately" (*Ibid.*, p. 6).

The Government of Canada began this process of energy policy-making three years ago. It appears today, however, that the Energy Options process has stalled: Canadians lack a government response to the policy proposals discussed in the advisory report released almost two years ago. In the interim, the government announced four costly energy "megaprojects" – Hibernia oil field development, the OSLO oil sands project (for which federal support was subsequently withdrawn), the Lloydminster heavy oil upgrader and the Vancouver Island natural gas pipeline – to which it promised to contribute as much as $2 billion of the $11 billion in total capital costs, not including federally guaranteed loans, interest-free loans, and further capital

contributions or interest rebates linked to the future price of oil. These projects have been variously defended as vital contributors to Canada's energy security and as regional development initiatives whose primary objective is to create jobs and economic spin-offs to regional economies. Whatever the rationale for this intervention, it does reveal that the federal government, like the Energy Options participants, recognizes the inadequacy of market forces as a stimulant for certain types of investment or activity. Canadians have not yet been presented with a policy, however, to explain such federal interventions in the energy sector.

Parliament can respond to this policy uncertainty in various ways in assessing the future role of Petro-Canada. Legislators can accept the current situation, that Petro-Canada has operated as a commercial enterprise without a public policy function for more than five years, that the federal government has announced its impending privatization, and that Petro-Canada is no longer a chosen instrument of government policy. In this view, the commercial and policy aspects of Petro-Canada's former operations should be decoupled, attributing the policy functions to another agency of government and allowing privatization to proceed as a separate issue. In a variation of this argument, the policy functions should not only be decoupled but disregarded as the market alone is the best arbiter of Canadian energy development.

A contrasting opinion holds that it is inappropriate to proceed with Petro-Canada's privatization until the government has defined a policy environment within which the merits of disposing of our national oil company can be properly debated and resolved. Privatizing Petro-Canada represents an irreversible step in dismantling a past and possibly future tool in implementing government policy, and the debate should be based on pragmatic, not ideological, grounds.

The majority view of the Committee (not subscribed to by all Members) is that no decision should be made regarding Petro-Canada's privatization until the government has established the policy framework within which the issue can be properly debated. Therefore:

(1) The Committee recommends that the privatization of Petro-Canada not be proceeded with until the federal government has completed the process begun in Energy Options and articulated an energy policy.

In examining what the future may hold for Petro-Canada, the Committee considered such issues as Canada's security of energy supply, the Corporation's role in rationalizing the domestic oil industry, and the environmental impact of rising energy use. The Committee in this study has anticipated elements of its other order of reference, a review of the Energy Options report *Energy and Canadians: Into the 21st Century*. As this report argues, the federal government must take a long-term view of Canadian energy development, of substituting new forms of energy for conventional ones, of making available new energy technologies and of reducing our profligate use of energy, for two compelling reasons – our environmental depredations, many

resulting from energy exploitation, are becoming insupportable; and OPEC will increasingly dominate world oil trade. Canadian policy must be as concerned with modifying energy demand and promoting the efficient use of energy in the future as it has been with promoting energy supply in the past. The Committee's review of the Energy Options report will emphasize this approach to energy policy-making. In this study, the Committee has confined its recommendations to matters directly linked to Petro-Canada and to energy supply.

Petro-Canada – A Review of Operations

The Committee examined Petro-Canada's operations from two perspectives: as an investment compared with Imperial Oil and Shell Canada, and as an instrument of public policy.

As an Investment

The management of Petro-Canada has done a remarkable job in creating a large, competitive, fully integrated petroleum company from an idea in less than 15 years. A cohesive and leading corporation has been assembled from five major acquisitions – an impressive accomplishment by any standard.

When assessed by accepted financial tests, however, Petro-Canada's success as an investment has been less notable. In terms of corporate efficiency, shareholder efficiency and creditor efficiency, Petro-Canada has generally under-performed when compared with the two private-sector competitors against which it has been judged in this report: Imperial Oil and Shell Canada. Petro-Canada has not only provided its shareholder, the federal government, with poorer rates of return on investment, it has done so while placing its shareholder at greater financial risk than have Imperial and Shell when creditor efficiency tests are considered.

Under-performance as measured by these financial tests worsened significantly in the most recent three-year and five-year periods, calling into question the claims made by Petro-Canada's management in the *1989 Annual Report* that the Corporation's poor financial performance was the result of imposed policy objectives, rapid growth through acquisitions and the necessary integration of predecessor companies, and low oil and gas prices. Five full fiscal years have passed since Petro-Canada was asked to serve any policy purpose and since its major acquisitions were completed, yet no clear improvement in the return relationship relative to Imperial Oil and Shell Canada is apparent.

As an Instrument of Public Policy

Under the former Liberal Government, Petro-Canada was charged with several policy functions. Foremost among these were: (1) to enhance domestic energy security through increasing the supply of petroleum available to Canada; (2) to provide government with a "window" on the petroleum industry, thereby assisting in the formulation of appropriate energy policies; and (3) to help increase the Canadian presence in the domestic petroleum sector. Petro-Canada's Chairman, Wilbert Hopper, acknowledged in his testimony before the Committee that these were the "three key thrusts" in government's use of the Corporation as a policy instrument in its earlier years (Canada, Senate, Standing Committee on Energy and Natural Resources, 16 November 1989, pp. 8-9). To these primary functions the Committee has added Petro-Canada as a vehicle for distributing petroleum-related, bilateral foreign aid (through its wholly-owned subsidiary Petro-Canada International Assistance Corporation), and for promoting and performing energy research and development (through its former subsidiary Canertech and through its in-house R&D work).

(1) Security of Energy Supply

Using Petro-Canada to promote Canadian energy security through petroleum (oil and gas) development involved several distinct activities.

Petro-Canada's Role in Frontier Petroleum Exploration and Development

Petro-Canada was directed by the former Liberal Government to promote petroleum exploration and development on Canada Lands ("frontier" lands north of the 60th parallel and in the East Coast offshore). The Corporation's extensive activity on Canada Lands has provided information not obtainable in any other fashion. Although the exploratory effort has not been as successful in adding petroleum reserves as had been hoped, knowledge was gained about the occurrence of hydrocarbons in the high-risk Canada Lands and about the geology of these areas. Information is still information whether promising or discouraging and, because of Petro-Canada's activity, we have a better understanding of Canada's frontier petroleum resource potential than would otherwise be the case.

Petro-Canada as an International Petroleum Explorer and Developer

Petro-Canada's success in developing foreign petroleum reserves that could be contracted for Canadian markets is potentially an element in securing our future supply of conventional crude oil. Although the company's success has been limited to date, the accomplishments of Japan National Oil Corporation demonstrate that such activity can contribute to domestic energy security. The Committee considers Petro-Canada's foreign activities to be an appropriate although high-risk extension of its exploration and development work. Mr. Hopper acknowledged that this had indeed

been a consideration: "...Petro-Canada was to work to increase the petroleum supplies available to Canada...by developing opportunities for increased security in foreign supplies" (Canada, Senate, Standing Committee on Energy and Natural Resources, 16 November 1989, p. 8).

Petro-Canada is active, however, in several unstable, international frontier areas. Some Committee members question whether this overseas work contributes to Canadian energy security in a comparable way to what might be gained through channeling these resources into Canadian frontier exploration. This is an expensive activity – in 1989, Petro-Canada directed 14% of its upstream capital expenditures in support of exploration initiatives in South America, South East Asia and the Middle East. Despite the size of this expenditure, the *1989 Annual Report* provides little information on how exploration funds were spent and what oil and gas production may have resulted from this overseas activity.

Petro-Canada's Involvement in State-to-state Transactions

Petro-Canada acted as an agent of the Government of Canada between 1980 and 1985 for the importation of Mexican crude oil. This was the only state-to-state oil transaction negotiated and managed by Petro-Canada. The current surplus of oil in world markets has made this function seem less important to Canada's interests, but one cannot conclude on this basis that state-to-state transactions will always be unimportant in the future. There are advantages in having a national oil company in contact with other state agencies, because such linkages and familiarity can add stability in state-to-state negotiations during periods of disruption or uncertainty in world oil trade. Large oil companies have a longer life than governments and energy ministers, which contributes to continuity in planning, a deeper understanding of the issues and stronger relationships with other participants in the industry.

Petro-Canada's Energy R&D

Petro-Canada has invested substantial funds in R&D directed to exploiting Canada's abundant resources of bitumen and heavy oil. Given our declining production of conventional light crude oil, Canada will have the choice of either importing more oil in the future or developing its heavy hydrocarbon resources at home. Major advances in extraction and processing technology are needed to lower the cost of heavy hydrocarbon use and Petro-Canada's R&D in this area can be considered as an investment in Canada's future energy security.

Strategic Petroleum Reserves and IEA Commitments

Canada does not maintain a strategic oil stockpile nor is it required to under International Energy Agency (IEA) oil-sharing provisions, given our current status as a net oil-exporting member country. Canada is closely tied, however, through the terms of the Free Trade Agreement to a country that is running a large and growing domestic oil production deficit and which operates a large and growing Strategic Petroleum

Reserve (SPR). As this report discusses, Canada will probably revert to being a net oil-importing nation. Japan and Italy are oil-deficient nations that use their state oil companies to manage national petroleum stockpiles. The House of Commons Standing Committee on Energy, Mines and Resources recommended in 1987 that "...the federal government establish a government-owned strategic oil reserve, equal to 90 days of net light crude oil imports, with the cost of filling and maintaining the reserve to be recovered through a tax on oil products at the refinery level" (Canada, House of Commons, Standing Committee on Energy, Mines and Resources, 1987, p. 6). This recommendation acknowledged the fact that Eastern Canada's dependence on offshore oil was returning to a pre-1973 condition. If Canada were to adopt a policy of stockpiling oil as its domestic output of conventional light crude oil continues to fall, then Petro-Canada may be the logical agency to manage the stockpile.

Prior to the passage in 1990 of Bill C-4, *An Act to amend the Energy Supplies Emergency Act and to amend the Access to Information Act in consequence thereof*, one member of Canada's seven-member Energy Supplies Allocation Board was to be a senior official of Petro-Canada, and Petro-Canada was Canada's representative on the IEA's Standing Group on Emergency Questions. This legislation ended the Corporation's direct participation in national and IEA actions in the event of an oil emergency.

(2) Government's Window on the Industry

Petro-Canada, operating as a fully integrated oil company in competition and sometimes in cooperation with other oil companies, unquestionably has an insider's view of the workings of the petroleum industry that cannot be duplicated by the Department of Energy, Mines and Resources or the Petroleum Monitoring Agency, or by a regulatory body such as the National Energy Board. Nor is it a view that can be articulated by an industry association that necessarily reflects the group's collective self-interest. Petro-Canada is a highly effective window on the industry by virtue of its multi-faceted activities and a unique one in its availability to the federal government.

The Committee does not know the extent to which the federal government has availed itself of the opportunity to use Petro-Canada in this fashion. There is no reliable means by which an outsider can judge how well the window on the industry function has worked, or even the degree to which it has been exercised.

(3) The Public's Window on Petro-Canada

The Committee's review of four other national oil companies reveals that Petro-Canada operates with less formal government scrutiny. The other state companies are subject to closer political control and to stricter financial review through auditing and other procedures.

Petro-Canada's accountability to the public through Parliament is minimal. Its annual reports have not conveyed as much information as those of comparable publicly traded, private-sector oil companies. Petro-Canada does not issue quarterly reports. Parliamentary committees of the House of Commons and Senate can call the Corporation as a witness on its annual report, but haven't consistently done so in the past. When Petro-Canada was still receiving Parliamentary appropriations, it appeared before the House Committee on Energy, Mines and Resources (formerly National Resources and Public Works) on Estimates. Unfortunately for the Members of Parliament who had the obligation of scrutinizing Petro-Canada's appropriation, the Corporate Plan submitted to the Minister remains confidential (as it does for all Crown corporations) and only a brief Corporate Plan Summary was tabled in Parliament. This document did not provide the basis for a detailed review of operations.

There should be more information about Petro-Canada's operations readily available to the public. For example, Petro-Canada should provide information equivalent to that required by the Ontario Securities Commission for its Annual Information Form, or that required by the U.S. Securities and Exchange Commission for its 10K and 10Q filings. Therefore:

(2) The Committee recommends that Petro-Canada be required to present as much information in the public domain as is required of comparable publicly traded, private-sector companies.

It is also this Committee's conclusion that Senate scrutiny of Petro-Canada has not been sufficient. Therefore:

(3) The Committee recommends that the Senate establish a practice of calling Petro-Canada before committee on a regular basis to review its operations.

The Senate Committee on Energy and Natural Resources intends to call Petro-Canada before it in the near future, on its *1989 Annual Report*.

(4) Canadianizing the Industry

Petro-Canada has contributed to Canadianizing the domestic petroleum industry in several ways:

- through the purchase of foreign interests and the Corporation's consequent growth as an operator in its own right;

- through the federal government's "back-in" provisions allowing Petro-Canada to acquire a 25% interest in exploration activity on Canada Lands, and through other land acquisitions; and

- by participating with private industry, particularly in the high-risk activities of frontier exploration and technology development.

Petro-Canada was not the principal mechanism, however, driving Canadianization during the decade from 1976 to 1985. A more potent force was the federal initiatives providing financial incentives and tax changes that preferentially encouraged Canadian companies to expand their operations, especially on Canada Lands. Canadian ownership and control responded to these actions and rose substantially, as the Petroleum Monitoring Agency (PMA) has documented. Since 1985, Canadian ownership and control in the oil industry have generally been declining. When presenting its energy policy, the federal government should indicate how it intends to achieve the stated target of 50% Canadian ownership in the petroleum industry.

Although the Committee recognizes that Petro-Canada's activities have been a factor in Canadianizing the petroleum industry, with an increased Canadian presence being favoured by the Committee in principle, nonetheless it does not believe that Canadianization should be fostered by discriminatory legislation. The Committee concludes, therefore, that Petro-Canada's acquisitions should not be driven by a government policy that uses our national oil company as a tool for such an objective.

(5) Foreign Aid

Through the wholly-owned subsidiary Petro-Canada International Assistance Corporation (PCIAC), Petro-Canada has been used as an instrument of Canadian foreign policy in distributing bilateral aid. Using Petro-Canada's administrative resources, contracting practices and knowledge of the petroleum business, PCIAC directs aid to Third World countries qualifying for Canadian assistance and importing part or all of their petroleum requirements. Canadian expertise and technology is utilized to perform the contracted services. Although a form of tied aid, the program has benefitted recipient countries as well as the domestic petroleum industry. The Committee concludes that this is a beneficial aspect of Petro-Canada's operations that should be continued if Petro-Canada is privatized.

(6) Energy R&D

Although energy R&D can be considered as another aspect of energy security, the Committee considers this function sufficiently important to warrant separate mention. Apart from its research into the extraction of heavy hydrocarbons and their processing, Petro-Canada previously had appended to it a venture capital company – Canertech – whose function was to promote alternative energy and conservation R&D in the Canadian private sector. During Canertech's short existence of about four years, it took equity positions in a variety of small companies and entered into research partnerships, but there was disappointment regarding its effectiveness as a catalyst for

such R&D. The situation was worsened by falling oil prices and the impression that this was an activity for which Petro-Canada had little enthusiasm.

The Committee does not see Petro-Canada evolving into the more diversified energy conglomerate that might want to undertake such activities and concludes that Petro-Canada was not the appropriate vehicle for this R&D. Nevertheless, Canada requires a vehicle for the diverse energy R&D previously performed under the lead of the Energy Division at the National Research Council, and the government should specify how this function will be carried out in the future.

Rationalization of the Downstream Petroleum Sector

Petro-Canada has played a major part in rationalizing Canada's domestic petroleum industry. The Corporation has grown to account for approximately one-fifth of Canadian oil refining and marketing – second only to Imperial Oil with its 28% share of refining capacity and 24% market share – at the same time as the number of its competitors has been decreasing (with Petro-Canada's acquisitions being a major factor in their disappearance). There are two possible effects of this rationalization. On one hand, having fewer participants in the downstream industry holds the potential for improved efficiency of operation through economies of scale and rationalized refining, distribution and marketing systems. On the other hand, Canadian consumers may have experienced higher retail prices in having fewer competitors for their business.

The Committee concludes that the federal government erred in allowing Petro-Canada to become such a dominant part of the downstream industry, where it appears that the Corporation has chosen to compete primarily through acquisition and advertising rather than through the price mechanism. Mr. Hopper testified to the Committee that diversification into the downstream sector was essential to the long-term survival of his company. In his words:

> ...I don't think Donald Macdonald fundamentally understood what this company was about in the long term. Look, if you were to set up a company and have it explore only in the frontier and not acquire anybody, in five years we would have been totally bust...I mean, if I were to survive in this company and have the company survive, which was my ambition, I had to acquire some assets. I had to acquire cash flow. I had to build a corporation that could stand on its own. Governments change and have changed. It was clear that this company could simply not go out and drill holes in the frontier without any source of cash other than from government. It was far too tenuous a proposition.
> (Canada, Senate, Standing Committee on Energy and Natural Resources, 16 November 1989, pp. 29-30)

We do not believe that the government should direct Petro-Canada in its marketing strategy, since this would be highly damaging to the industry; there may, however, be justification in considering a dispersal of Petro-Canada's downstream assets in a way that encourages competition, whether it is privatized or not.

(4) The Committee recommends that further study be done of the rationalization of the downstream petroleum industry and its possible adverse effects on competition generally, with particular emphasis on Petro-Canada's role.

A National Energy Supply Agency

Having reviewed the various policy purposes for which Petro-Canada has been used in the past and having considered energy issues which Canada will face in the future, the Committee concludes that there remain valid reasons for the federal government to be involved in the energy sector. If Petro-Canada is to continue operating as a commercial enterprise only or is privatized, then there needs to be some other agency of government that can serve as the vehicle for these policy functions.

Committee members have been particularly interested in the Japanese Government's use of the Japan National Oil Corporation (JNOC) as a facilitator of national energy policy in the petroleum sector, without attributing to it any operational role. JNOC invests with private-sector Japanese companies in oil exploration and development in many areas of the world, sharing the risks and underwriting part of the cost. In those cases where exploration is successful and leads to production, JNOC recovers its investment and reinvests in new ventures, minimizing the funds that the Japanese Government has to provide in support of these activities. JNOC-assisted companies in 1988 produced approximately 1.3 million barrels of oil per day in various regions of the world; one-third of this output was marketed in Japan and accounted for 12.4% of domestic consumption. JNOC also manages Japan's strategic oil reserve, accumulating large stocks of oil in partnership with the private sector, and performs an important research and development function for the Japanese petroleum industry.

In the opinion of most Committee members, Canada would benefit from having a national petroleum agency whose function is to work cooperatively – and not in competition with – the private sector in securing Canada's future supplies of oil and natural gas. If the government is not prepared to attribute this role to Petro-Canada, then the Committee recommends that a new agency be established.

(5) The Committee recommends that the federal government consider establishing a national energy supply agency whose primary function is to facilitate the development of Canada's petroleum resources, working cooperatively with the private sector. This

Crown agency should not have an operational role in competition with the private sector.

Although the Committee is addressing the issue of energy supply in recommendation #5, Committee members want to emphasize their position that future energy policy-making in Canada must incorporate demand modification and increased efficiency of use as fundamental elements – policy cannot be directed to issues of energy supply alone. A balanced, far-sighted energy policy is crucial to lessening our environmental problems, to enhancing our national energy security, and to improving our economic competitiveness. These will be major themes of the Committee's review of the Energy Options report.

Chapter One

A Review of Petro-Canada's Operations

A. Startup and Evolution

In December of 1973, the Government of Canada announced a decision in principle to create a national petroleum company. The government of that time foresaw that a Crown oil company would engage in the following activities:

- explore for conventional oil and gas in Canada;
- make investments to develop Canada's oil and gas resources and, in particular, to accelerate development in those parts of Western Canada's oil sands not exploitable with existing technology;
- operate as a state purchasing agency for foreign oil; and
- possibly engage in the refining and marketing of petroleum products.

The *Petro-Canada Act* was introduced into Parliament on 3 October 1974 and received Royal Assent on 30 July 1975. Petro-Canada began operating in January 1976.

The purpose of the Corporation is stated in section 3 of the Act:

> **3.** The purpose of this Act is to establish within the energy industries in Canada a Crown owned company with authority to explore for hydrocarbon deposits, to negotiate for and acquire petroleum and petroleum products from abroad to assure the continuity of supply for the needs of Canada, to develop and exploit deposits of hydrocarbons within and outside Canada in the interests of Canada, to carry out research and development projects in relation to hydrocarbons and other fuels, and to engage in exploration for, and the production, distribution, refining and marketing of, fuels.

The five formal objectives of the Corporation are given in section 6:

> **6.** The objects of the Corporation are
>
> (a) to engage in exploration for and the development of hydrocarbons and other types of fuel or energy;

(b) to engage in research and development projects relating to fuel and energy resources;

(c) to import, produce, transport, distribute, refine and market hydrocarbons of all descriptions;

(d) to produce, distribute, transport and market other fuels and energy; and

(e) to engage or invest in ventures or enterprises related to the exploration, production, importation, distribution, refining and marketing of fuel, energy and related resources.

The legislation conferred broad operating authority on the new company, allowing it to participate in all aspects of the oil business and deal with all forms of energy, not just petroleum. Nonetheless, it was initially intended that Petro-Canada would concentrate on upstream activities in the domestic oil business. Appearing before the House of Commons Standing Committee on National Resources and Public Works on Bill C-8, *An Act to establish a national petroleum company*, the Minister of Energy, Mines and Resources, Donald Macdonald, said:

> ...to repeat an observation which we previously made, the intention is to supplement the capacities of the Canadian petroleum community to explore for and develop additional hydrocarbon deposits and in this sense the entering into the refining or marketing business would not be one of the primary objects of the Corporation at this particular time. I cannot speak for other Ministers or other ministries, as time may go on, but the primary purpose and the direction to which the Corporation would be put would be in the exploration and development field.
> (Canada, House of Commons, Standing Committee on National Resources and Public Works, 24 April 1975, p. 8)

Within three years, however, Petro-Canada would exercise the authority granted to it under the Act to expand its operations into the downstream sector.

Apart from the objectives formally stated in the Act, which allowed Petro-Canada to operate as an integrated oil company, other objectives of a public policy nature were attributed to the Corporation. Foremost among its initial public policy functions were its expected contribution to securing Canada's oil supplies (by promoting petroleum exploration and development on Canada Lands and through state-to-state contracting for offshore oil), and its "window on the industry" role.

Larry Pratt has commented on Petro-Canada's policy functions in the following manner:

> Of the numerous functions that a national oil company might perform, two above all preoccupied the Trudeau administration in late

1973. First, a state corporation might be required to assure the security of imported oil supplies. Second, the government's "need to know" the extent and cost of Canadian oil and gas reserves was in conflict with the normal commercial behaviour of the private oil sector; a national oil company under government control could discount the future differently and thereby satisfy the goals of public policy...
(Pratt, 1988, pp. 159-160)

...While the option of moving later into into refining and marketing was not ruled out, the corporation sketched out by Liberal energy advisors in late 1973 was not intended to displace the private oil sector. Nor was its principal objective to "Canadianize" the oil industry. Its main function would not be that of a rent collector, since to be an efficient rent collector it would have to hold a monopolistic position in the industry – and this had been rejected. Rather, its initial mandate would be to pursue self-sufficiency by accelerating the *timing* of high-risk exploration and development; by supplementing the market-generated rate of frontier exploration and by encouraging joint ventures with private capital, the national oil company would attempt to redress the problem of underinvestment caused by the excessive discount rates of the petroleum industry. Because a Crown corporation could afford to use a lower rate of discount than a private enterprise, its investments in exploration and research could be undertaken without a commitment to the early production of discovered reserves. By thus severing the commercial link between exploration and production, it was hoped to increase the domestic reserves-to-production ratio, giving Canada an increased capacity to withstand a shortfall in world oil supply.
(*Ibid.*, pp. 164-165)

In its first annual report, the new Corporation acknowledged its mandate to further three government objectives (Petro-Canada, 1977, p. 4):

- to increase the supply of energy available to Canadians;
- to assist the government in the formulation of its national energy policy; and
- to increase the Canadian presence in the petroleum industry.

Shortly after Petro-Canada was incorporated, the Crown's 45% share of Panarctic Oils Ltd. was assigned to it at a book value of $78.1 million. In April 1976, Petro-Canada was given the federal government's 15% share in the Syncrude oil sands project and assumed the government's participation in it. The book value of the transfer was $93.8 million and additional financing during 1976 brought the investment in Syncrude to $170.4 million at year-end. The Corporation's ultimate contribution to Syncrude's estimated total construction costs of $2.1 billion was expected to reach $315 million. Petro-Canada also entered the Polar Gas Project, honouring a government commitment. Begun in 1972 as a research consortium, the Polar Gas Project was investigating the feasibility of transporting Arctic Islands natural gas to southern markets, and Petro-Canada put $7.0 million into the Project in 1976.

To provide the means for Petro-Canada to acquire a land position in Canada's frontier regions, the government proposed in a policy statement of May 1976 to accord the new state oil company with preferential rights. Under new Regulations arising from the *Petroleum and Natural Gas Act*, Petro-Canada could select up to 25% of any lands surrendered to the Crown. An additional preferential process, introduced in the National Energy Program (NEP) of 1980, conferred an option to acquire a 25% working interest on Crown lands:

> ...This interest will be exercised by Petro-Canada or some other designated Crown corporation, and will be in the form of a carried interest, convertible to a working interest at any time prior to the authorization of a production system for a particular field. It will be applicable to all existing interests, however acquired.
> (Canada, EMR, 1980, p. 47)

This "back-in" could be exercised by Petro-Canada without any payback of previous exploratory expenditures. Petro-Canada would, however, pay all production costs associated with the 25% Crown share. Under pressure from the United States Government, which regarded this provision as a form of confiscation, the Canadian Government subsequently announced that it would make ex gratia payments to petroleum companies for certain past expenditures in the case of a Petro-Canada back-in, but only for oil or gas discoveries made prior to year-end 1982 and only for discovery wells initiated before year-end 1981.

Petro-Canada began a series of private-sector acquistions that would culminate in its becoming one of the largest integrated oil companies operating in Canada. Effective 1 August 1976, the Company acquired 100% of the outstanding shares of Atlantic Richfield Canada Ltd. and these assets became a wholly-owned subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. The cost of this acquisition was $342.44 million.

On 10 November 1978, Petro-Canada acquired control of Pacific Petroleums Ltd. through the acquisition of 52% of its shares from Phillips Petroleum Co. of Oklahoma. In early 1979, Petro-Canada extended its ownership to more than 90% and subsequently acquired all of the outstanding shares in Pacific Petroleums. Through this acquisition, Petro-Canada became a 32% shareholder in Westcoast Transmission Co. Ltd. which was a major partner with Alberta Gas Trunk Line Company (later NOVA) in several joint ventures.

During 1980, Petro-Canada began negotiating for the purchase of Petrofina Canada Inc. from Petrofina S.A. of Belgium. The federal government approved this proposed purchase, which would give Petro-Canada retail outlets across the country, and, in April 1981, announced that it would implement the Canadian Ownership Special Charge (COSC) on domestic sales of petroleum products and natural gas to cover 85% of the costs of the acquisition. The total cost of Petrofina Canada's outstanding shares on 2 May 1981 was $1,460 million, and an additional $350 million was set aside to cover financing costs, which would depend on the timing of share tendering during the 25-month acquisition period. The acquisition was completed in

1983, at an aggregate cost of $1,600.5 million. The Petrofina purchase gave Petro-Canada a major refinery in Montreal and a Canada-wide petroleum marketing system. The purchase boosted the Corporation's interest in the Syncrude consortium to 17% and its holding in the Alsands Group to 17%. In 1981, the Board of Directors approved spending $117 million to construct a 5,000 barrels/day heavy oil refining unit in Montreal to demonstrate the CANMET residuum hydrocracking process.

In October 1982, Petro-Canada extended an offer to BP Refining and Marketing Canada Limited to acquire all of its shares. The following March, Petro-Canada acquired 100% of the outstanding voting shares and 9.4% of the non-voting shares, at a cost of $115.781 million. Under the terms of the offer, Petro-Canada had to acquire the remaining non-voting shares in 1984 and 1985 at an escalating price. The purchase was completed in 1985, at a total cost of $424.8 million. These assets became Petro-Canada Products Inc. and included 1,640 BP service stations in Ontario and Quebec, and BP's refinery in Oakville.

Despite a statement by Petro-Canada's Chairman in November 1983 that the Company was finished making major acquisitions with the purchase of BP Refining and Marketing and would enter a period of consolidation, Petro-Canada made yet another purchase, Gulf Canada's downstream assets, for which it paid $1,014.9 million, completing the transaction in 1986. In a decade, Petro-Canada had become one of the largest players in the Canadian "oil patch". Its acquisitions, listed in Table 1, had cost almost $4.9 billion in as-spent dollars.

In 1980, Petro-Canada and NOVA joined forces to construct Canada's fourth oil-sands mining complex. The Suncor (formerly Great Canadian Oil Sands, GCOS) and Syncrude extraction plants were already in production and the Alsands project (in which Petro-Canada's interest stood at 17% after the acquisition of Petrofina) was under development. The Petro-Canada/ Alberta Gas Trunk Line joint venture, known as Canstar Oil Sands Limited and announced in May 1980, was to be the first Canadian-owned and managed oil-sands mining operation, and was to be comparable in size to Syncrude (130,000 barrels/day of synthetic crude) and Alsands (140,000 barrels/day of syncrude). As prices fell after the second oil price shock, however, both the Alsands and Canstar projects were abandoned.

Petro-Canada's growth in assets was accompanied by an expanded role as an agent of federal policy. The threat of oil shortages resulting from the Iranian crisis in 1979 prompted Canada to develop new sources of supply. Following lengthy negotiations, Mexico's President signed an agreement in May 1980 which included an undertaking to sell to Canada, through a state-to-state contract, 50,000 barrels/day of crude oil. This would be Petro-Canada's only involvement in state-to-state oil trading.

Pratt has argued that the subsequent broadening of Petro-Canada's mandate was prompted in particular by two events: the introduction of the National Energy Program (NEP) in 1980 following the second oil price shock, and the financial crisis that overtook the petroleum industry in the 1980s as oil consumption and prices fell. He writes:

...[Petro-Canada] was now expected to perform not only as a catalyst by accelerating the pace of frontier exploration and oil sands development, it was also required to help restructure and Canadianize the oil and gas industries, to be an instrument to collect economic rents and industrial benefits; to provide information and insights into the industry and, in Petro-Canada's own words, to be "a federal presence to understand and influence the timing and priority of projects in a number of the industry's spheres of activity, for example, upgrading of heavy fuel oil in Montreal, new tarsands plants, and East Coast development." The government was even creating a new subsidiary, Petro-Canada International, to assist Third World nations in their search for petroleum resources...
(Pratt, 1980, p. 183)

Table 1: Petro-Canada's Assets and Acquisitions, 1976-1989

Year	Total Assets ($ millions)	Acquisition	Cash Consideration ($ millions)
1976	$714.0	Atlantic Richfield Canada	$342.4
1977	878.7		
1978	3,348.9	Pacific Petroleums	746.9
1979	3,411.3	Pacific Petroleums	749.5
1980	3,766.8		
1981	6,617.5	Petrofina Canada	825.5
1982	7,552.1	Petrofina Canada	350.3
1983	8,239.0	Petrofina Canada	424.7
		BP Canada	121.6
1984	9,055.3	BP Canada	1.2
1985	8,846.1	BP Canada	302.0
		Gulf Canada	713.9
1986	8,139	Gulf Canada	301
1987	8,453		
1988	8,611		
1988 (restated)	6,752 (a)		
1989	6,818		

Note (a): Effective 1 January 1989, Petro-Canada changed its method of accounting and restated its 1988 balances in the *1989 Annual Report*.

Source: Halpern, Paul, André Plourde and Leonard Waverman, *Petro-Canada: Its Role, Control and Operations*, Report Prepared for the Economic Council of Canada, Ottawa, Table 2-1, page 15, 1988; Petro-Canada, *Annual Reports*, Calgary, 1986-1989.

In May 1980, the federal government created Canertech as a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada, designed to function as a venture capital development company for energy conservation and renewable energy technology. Canertech, headquartered in Winnipeg and given an initial budget of $20 million, was directed to support Canadian business either through joint ventures or equity investments. The Corporation, which was shut down when the new government took office in 1984, is described in the following subsection.

In August 1980, Petro-Canada International Assistance Corporation (PCIAC) was established as another subsidiary of Petro-Canada. PCIAC offers Canadian technology and expertise to developing countries to help them reduce or eliminate their dependence on foreign oil. The Corporation acts as a direct delivery mechanism for Canadian development assistance by participating in the exploration for hydrocarbon resources, conducting geological and geophysical studies, and providing technical assistance and training. The use of tied aid ensures that Canada's petroleum industry also benefits from this program. PCIAC continues to operate today and is also described in more detail later in Chapter One.

Following the second oil price shock, the international oil industry began a dramatic structural change. World oil demand fell and refinery utilization rates dropped below the breakeven point for many companies. State-to-state oil trading declined in favour and futures trading in oil and gas became commonplace. Survival in the integrated oil industry now depended on rationalizing capacity, adapting to shifting markets and rapid technical innovation. Petro-Canada's strategy of promoting high-cost megaprojects for long-term security of supply threatened the company's viability.

The Progressive Conservative Government elected in 1984 directed Petro-Canada to operate in the same manner as other commercial, private-sector oil companies, as the Corporation stated in its *1984 Annual Report*.

> ...The Corporation has now been given a new mandate by its shareholder – to operate in a commercial, private sector fashion, with emphasis on profitability and the need to maximize the return on the Government of Canada's investment. In this regard, Petro-Canada is not to be perceived in the future as an instrument in the pursuit of the Government's policy objectives. However, the Government maintains the right as the shareholder to formally direct Petro-Canada to carry out certain activities in the national interest.
> (Petro-Canada, 1985, p. 2)

During 1989, Petro-Canada changed from the full cost to the successful efforts method of accounting for its upstream operations, and reported a significantly reduced equity. The Corporation also announced a major overhaul of its operations to cut costs, reduce staff, alter operating practices and change the asset balance. It has already divested itself of almost $120 million in assets and plans to sell a substantial amount of its interests over the next several years, thereby improving its competitive position and enhancing its financial performance.

On 20 February 1990, Minister of Finance Michael Wilson announced that the Government of Canada would proceed with Petro-Canada's privatization. The following day, John McDermid, Minister of State for Privatization, revealed several of the conditions under which the privatization would take place. The initial offering would represent about 15% of the company. Individual ownership will be limited to 10% and foreign ownership to 25% of the publicly held shares of Petro-Canada. The Minister of State for Privatization will retain the federal holding and manage it as an investment. Petro-Canada is to operate as a private-sector company at arms-length from the federal government.

Petro-Canada conducts its business primarily through its wholly-owned subsidiary Petro-Canada Inc., which is incorporated under the *Canada Business Corporations Act*. Exploration, development and production activities are carried on by the Petro-Canada Resources Division; refining, distribution and marketing operations are carried on by the Petro-Canada Products Division.

2. Canertech

Canertech Inc. was created pursuant to the National Energy Program of November 1980, as the Government of Canada's venture capital development company mandated to invest in energy conservation technology and renewable energy conversion systems. Its purpose derived from the NEP goals of energy self-sufficiency, energy conservation and oil substitution. Canertech was created by an Order-in-Council of 4 December 1980 and incorporated as a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada under the *Canada Business Corporations Act* on 11 December 1980, with headquarters in Winnipeg. The company opened for business in January 1981.

Canertech's mandate, as reflected in its Articles of Incorporation, was to (Canertech, 1983, p. 4):

a) invest or engage, alone or with others, in the production, distribution, marketing, sale, research, development and demonstration of new or rediscovered forms of energy and in energy conservation technology, products and services and such other activities necessarily incidental thereto;

b) acquire and hold shares or assets of any person or firm carrying on the activities referred to in paragraph (a).

Canertech's field of interest included "...energy conservation products, systems and services, and biomass, solar, wind, wave, small hydro and geothermal energy conversion". (Canertech, 1982, p. 4) It was set up as an investment company with a development function; it was not a source of debt financing or grants. The Corporation was initially capitalized in the amount of $20 million by an advance from its parent company from the Government of Canada's share subscription to Petro-Canada. This and subsequent advances were intended to be transferred back at cost when Canertech became an autonomous Corporation, which was the government's intent.

In addition to investing in and acquiring a number of small companies, Canertech in October 1982 created a wholly-owned subsidiary, Canertech Conservation Inc., for the purpose of providing, through operating subsidiaries, energy conservation retrofit services for the institutional/commercial/industrial market. By late 1984, Canertech Conservation had established subsidiary ventures in Nova Scotia, New Brunswick/Prince Edward Island, and Ontario, and had announced its intention to establish similar subsidiaries in Western Canada. The Corporation guaranteed its clients that energy savings would pay for retrofit costs – including Canertech Conservation's profit and carrying costs – within five years.

Canertech directed its strategy of development along three lines: energy conservation, retrofit services, and renewable energy. In 1984, Canertech's investment portfolio in the conservation line included interests in companies producing mineral wool insulation, programmable thermostats, insulating concrete blocks for dry-stack wall systems, and specialized combustion systems. To address the retrofit market, Canertech had invested in a company specializing in energy-conserving retrofits, and in Canada's leading supplier of packaged electrical power systems for remote and off-grid sites, while building up Canertech Conservation Inc. To promote renewable energy use, the Corporation acquired an interest in a company developing biomass conversion systems based on fluidized bed gasification technology, and in another producing heating systems using wood, wood/electricity, wood/oil and wood/coal fueling. Canertech was a partner in two special projects, one building a commercial gasifier to process sawmill waste and the other developing a technology for producing fuel ethanol from wood cellulose.

In its November 1984 Economic Statement, the new Progressive Conservative Government announced that "Canertech will be wound up and its assets sold", observing that "Certain programs have reached the stage where they should now be eliminated or gradually phased out" (Canada, Treasury Board, 1984, pp. C.2 and 9). In the same Statement, the government announced that "a planned equity injection of $275 million to Petro-Canada will not be made" (p. 8).

3. Petro-Canada International Assistance Corporation

The NEP first mentioned the concept of PCIAC as a "major new initiative to help developing countries", and noted that preliminary discussions had already taken place with the national oil companies in Mexico and Venezuela about a "major joint assistance effort to assist petroleum development in Latin America and the Caribbean" (Canada, EMR, 1980, p. 53). In August of 1981, Prime Minister Trudeau announced the creation of PCIAC at the Nairobi Conference on New and Renewable Sources of Energy, stating that its purpose was to assist oil-importing developing countries to exploit their own energy resources, particularly hydrocarbons. The new company would provide development assistance directly to Third World countries, and would be available as an executing agent for other institutions, such as the World Bank.

PCIAC's status is unique. Although incorporated (in December 1981) as a wholly-owned subsidiary of Petro-Canada, it is a non-profit instrument of Canadian development assistance, using government aid funds voted in Parliamentary appropriations. PCIAC has access to Petro-Canada's resources and personnel as required, on a cost-recovery basis. Petro-Canada also serves as PCIAC's executing agent for operations abroad, and lets out all contracts with Canadian industry.

The Articles of Incorporation authorize PCIAC:

(a) to assist developing countries to reduce or eliminate their dependence on imported oil by using, where possible, Canadian technology and expertise for hydrocarbon exploration and related activities, and to function as a direct delivery mechanism for Canadian official development assistance and as an executing agent for other development assistance institutions, to carry out the following activities in developing countries eligible to receive Canadian bilateral development assistance and which are dependent on imported oil:

- to participate in exploration for hydrocarbon resources particularly oil and gas, in developing countries;
- to conduct pre-exploration and related studies in developing countries; and
- to provide technical assistance and training to personnel from developing countries in hydrocarbon resource exploration, development and production related activities.

(b) to operate as an instrument of Canadian official development assistance in a manner consistent with the government's foreign aid objectives and programs.

PCIAC assistance may take a variety of forms:

- pre-project assessment, feasibility studies and comprehensive basin evaluations;
- new or additional surveys to attract exploration by industry, including onshore and offshore gravity, magnetic and seismic surveys;
- exploration for oil and gas where industry is not presently active, including onshore and offshore drilling;
- technical assistance and on-the-job training for personnel for oil and gas exploration, development and production; and
- management, institutional, economic or legal assistance and training for Third World officials responsible for the assessment, negotiation, monitoring and management

of oil and gas exploration and development arrangements.

Prospective project countries submit proposals for consideration, and these are evaluated against the following criteria:

- the traditional development assistance relationship between Canada and the country applying for assistance;
- the geological potential of the area;
- the needs of the country making the application, including in particular the degree of dependence on foreign oil;
- the capacity of the recipient country to develop and utilize an oil or gas discovery to advance its economic development; and
- the opportunity for Canadian firms to supply goods and services and gain international expertise.

Project proposals are assessed and approved by the PCIAC Board of Directors, and carried out by Canadian firms through Petro-Canada's procurement and contracting services. Since its creation in 1981 through the 1988-89 fiscal year (PCIAC's annual report for fiscal 1989-90 is not yet available), PCIAC has initiated more than 50 projects in 40-odd developing countries. In 1988-89, PCIAC secured the services of 161 Canadian firms and consultants.

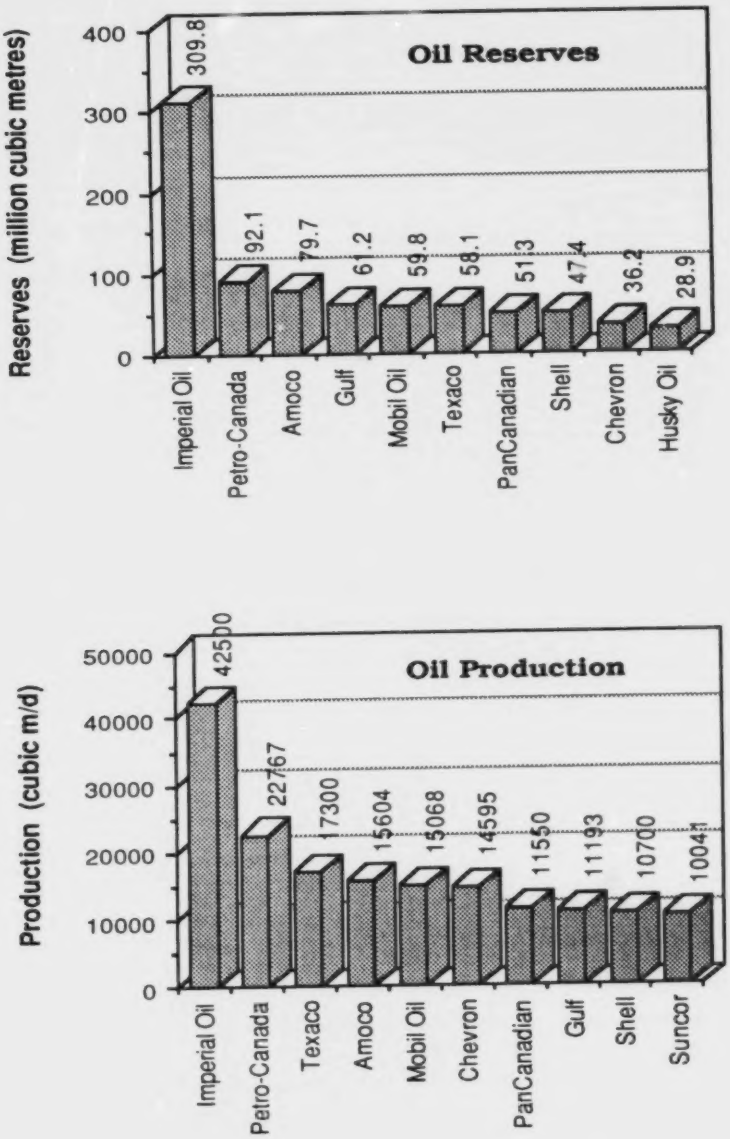
PCIAC generally receives its Parliamentary appropriations pursuant to subsection 24.2 of the *Petro-Canada Act*, although some government funds have also been made available through CIDA. In fiscal year 1990-91, PCIAC's Parliamentary appropriation amounts to $53 million.

B. Industry Activity

Petro-Canada has become one of Canada's largest integrated oil companies. Measured by total assets at year-end 1989, Petro-Canada with assets of $6.818 billion stood second behind Imperial Oil (assets of $15.576 billion, including those of Texaco Canada acquired in 1989) and ahead of Amoco Canada Petroleum (assets of $6.728 billion, including those of Dome Petroleum acquired in 1988). Shell Canada at $5.668 billion stood fourth at the end of 1989. ("The Financial Post 500", 1990, p. 157)

Petro-Canada's number two ranking in assets generally reflects its position in the domestic petroleum industry, as measured by various indicators of industry activity. Figures 1 through 3 provide information on five of these indicators, for the top ten companies in each category. These statistics, taken from *Oilweek's* annual June review of the top 100 oil and gas companies, are for year-end 1988 and do not reflect Imperial's purchase of Texaco Canada's assets.

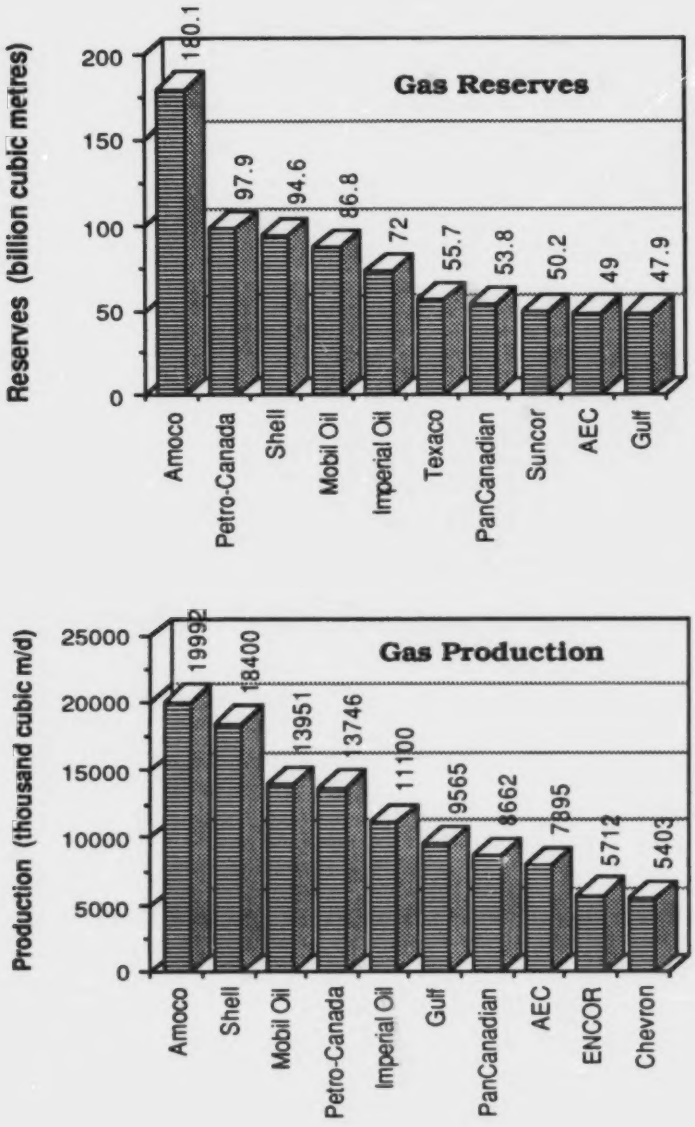
Figure 1: The Top 10 Companies in Canadian Liquid Hydrocarbon Reserves and Production, 1988



Notes: Imperial Oil's acquisition of Texaco Canada postdates the *Oilweek* presentation.
"Oil Reserves" and "Oil Production" include crude oil and natural gas liquids.

Source: "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 June 1989, p. 7.

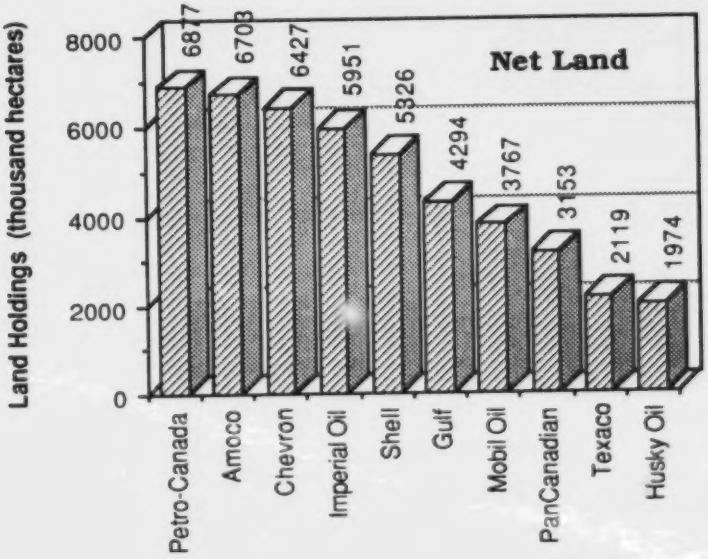
Figure 2: The Top 10 Companies in Canadian Natural Gas Reserves and Production, 1988



Notes: Imperial Oil's acquisition of Texaco Canada postdates the *Oilweek* presentation.
"Gas Reserves" and "Gas Production" refer to marketable natural gas.

Source: "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 June 1989, pp. 8 and 10.

Figure 3: The Top 10 Companies in Canadian Net Land Holdings, 1988



Note: Imperial Oil's acquisition of Texaco Canada postdates the *Oilweek* presentation.

Source: "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 June 1989, p. 10.

Petro-Canada stood second in 1988 behind Imperial Oil in oil reserves and production, unchanged from 1987. According to *Oilweek*, Petro-Canada boosted its output of oil and gas liquids by 1.8% in 1988 over 1987, and increased its year-end proven reserves of oil and gas liquids by 4.1%. As is apparent in Figure 1, Imperial Oil dominates the Canadian scene in its reserves position, with established reserves almost 3.4 times as large as those of Petro-Canada. The disparity has become more pronounced with Imperial's acquisition of most of Texaco Canada's assets, which added 300 million barrels (47.6 million cubic metres) to Imperial's proved reserves. In oil production, Imperial leads Petro-Canada with liquids output 1.9 times as large.

Figure 2 indicates Petro-Canada's standing in natural gas reserves and production for 1988. Although Petro-Canada increased gas production by 11.6% in 1988 over 1987, the Company still fell from second to fourth place among gas producers. Amoco Canada moved from fourth to first place, the result of acquiring Dome Petroleum, while Shell Canada dropped from first to second place. Mobil Oil Canada also moved ahead of Petro-Canada, boosting annual output by 14.3%. Considering reserves, Petro-Canada yielded its number one ranking to Amoco, falling

to second place ahead of Shell Canada. Imperial's purchase of Texaco Canada added 1.5 trillion cubic feet (41.7 billion cubic metres) of gas to its proved reserves.

Despite a decrease of 2.6% in its net land holdings in 1988 compared with 1987, Petro-Canada still moved from second to first place in the ranking (Figure 3). Imperial Oil surrendered its 1987 first place ranking by decreasing its land holdings almost 21%, falling to fourth spot. Amoco Canada moved well ahead, from ninth place in 1987 to second place last year with its acquisition of Dome's land position. Chevron Canada maintained its third place ranking.

C. Financial Performance

1. Introduction

Although Petro-Canada ranked in 1989 as Canada's second largest petroleum company in terms of total assets, it fared less well when ranked by sales and net income. Figure 4 gives the top 10 oil and gas companies in Canada in 1989 listed in order of assets as compiled by *Canadian Business* in its annual review. Among this group, Petro-Canada stands third in sales and sixth in net income.

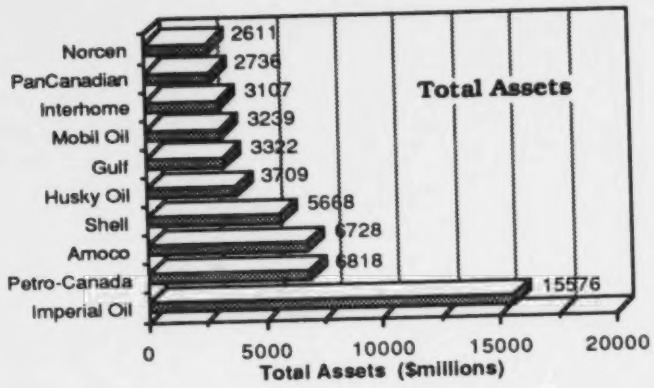
2. A Comparison with Imperial Oil and Shell Canada

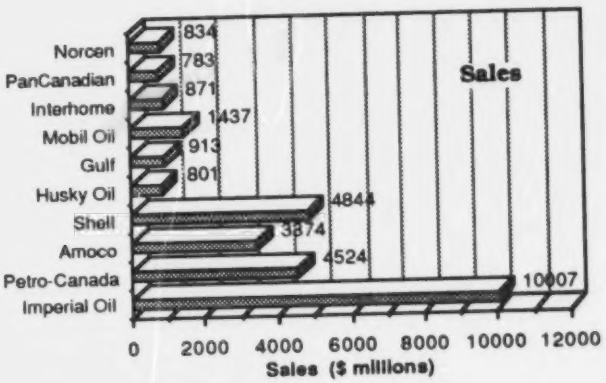
2.1 Purpose of the Comparison

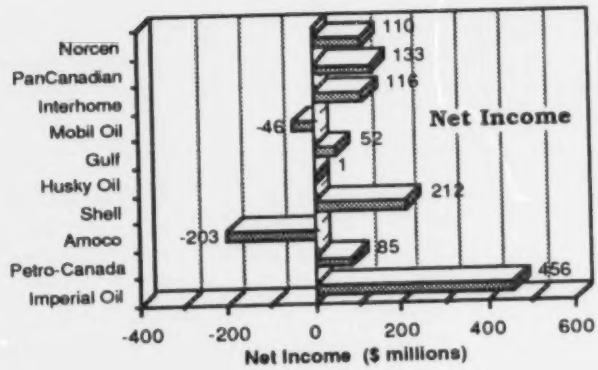
In this section of the report, the Committee compares the performance of Petro-Canada with Imperial Oil and Shell Canada, two of its peers in the domestic petroleum industry, to address the question: How has Petro-Canada done as a business concern or investment? Although the question sounds simple, the range of approaches to answering it is very wide. As already described, Petro-Canada was given a broad mandate by the government in 1975 to create a hydrocarbon-based energy company within Canada's energy industry, with an associated but not legislatively defined public policy function. The mandate was modified in 1984 to that of a for-profit enterprise only and has continued as such to the present.

The objective is to compare Petro-Canada with similar oil companies in terms of its success or failure, both before and after 1984, in fulfilling its corporate purpose and objectives as established in the *Petro-Canada Act*, and as distinct from its public policy functions during the pre-1984 period. The public policy role must be excluded and separately considered to make the business comparisons comprehensible. Petro-Canada's relative success in mandated and public policy areas must be considered separately in that the Company is unique in the oil and gas industry in Canada in having been charged with such responsibilities. There are no comparable Canadian enterprises against which to measure public policy success: in Chapter Five, the study compares Petro-Canada with four other national oil companies to consider this aspect of the Company's operations.

Figure 4: Canada's Top 10 Petroleum Companies in 1989, Ranked by Assets and Including Sales and Net Income







Source: "The Canadian Business 500", *Canadian Business*, June 1990, p. 74ff.

Business success is a difficult concept to quantify. Clearly, Petro-Canada has been very successful in establishing a dominant, integrated oil and gas company in Canada from a standing start in 1976. This achievement and the visibility in the retail marketplace which accrues to Petro-Canada is within the scope of business success. Business success is measured by demonstrating how well or how poorly the shareholders of a company have done over a given period of time. Where did the investors start, financially, at the opening of the review period; how much in cash or assets have they received and when during the period; how much in cash and assets have they contributed and when during the period; and how are they, financially, at the end of the period.

To preserve and enhance the shareholders' economic position, directors and management must see to the proper conduct of the business in terms of existing laws, rules and regulations imposed by various levels of government. They must see to the reasonable well-being of the various stakeholders in the business beyond the shareholders – customers, suppliers, employees, creditors and debt holders. To have a successful business, directors and management must install, maintain and update various systems, methods, programs, plans and policies to ensure the continuing functioning, improvement, modernization and revitalization of the business, its operations, stakeholder relationships and strategic direction. Success includes the revitalization of management itself. Comparing Petro-Canada's success in these areas would be a relevant and interesting measure of the relative performance of the Company. Neither the information, resources nor time is available to the Committee to attempt this major undertaking. Petro-Canada's success in these respects will be measured by future events which will inevitably test the strength of today's infrastructure and business approaches.

Financial and cash flow data, hydrocarbon reserve estimates and information on downstream operations are available from the annual reports and other publications and filings of the three companies. There are, however, several limitations on the amount of detailed data available and on the comparability of the data. Our approach has been to utilize the available financial and operating data, to manipulate the data so as to make the most meaningful comparisons, and to draw conclusions regarding the relative success of Petro-Canada within the limitations of the information.

The financial information for the periods under review has been taken from the Canoils Database compiled by Woodside Research Ltd. and published by the Reuters news and data service. The information for each period is on an "as reported in that period" basis; that is, no attempt is made to restate the corporate data for retroactive accounting changes. We take the view that this is the most appropriate way to report because this is the information the stakeholders and financial markets received at the time with respect to Imperial and Shell. The originally published information was the information used by all parties in making decisions about all three companies.

It is arguable that conclusions ought not to be drawn from limited data. There is merit to this position. We do not operate in a perfect world. From a business person's

standpoint, however, one is forced to draw conclusions and make business judgments every day which may have a significant positive or negative effect on the future of the business. The conclusions and judgements are invariably based on the fullest and most accurate information available but that information is almost always restricted or limited in some fashion.

2.2 Scope of the Comparison

Given the limitations imposed by using only publicly available information and given limited financial and operational disclosure, particularly on the part of Petro-Canada, the report can deal only with the overall performance of the companies rather than with the results of comparable business segments. Petro-Canada has not until very recently provided the segmented information normally available from a major corporation in a similar business. This limitation means that the relative success, for example, of Petro-Canada's downstream operations – petroleum refining, distribution and marketing – cannot be readily compared with that of Imperial Oil or Shell Canada operating in the same business segment. Consequently, when valuations of the business are considered, such valuations cannot be made on a segment by segment basis. One segment may well have completely different capital requirements, rates of return and business risk profile from another segment, resulting in differing valuations.

Different analytical criteria are more important for one business segment than another. Success in one area may vary widely from that of another corporation in a different area. Certain corporations are better at some things than others, or have particular strengths or market positions which are difficult to compete with or to dislodge. One would expect, for example, that Petro-Canada had to invest a large amount of money in marketing relative to Imperial Oil to redirect the public view of its retail gasoline outlets purchased in a series of acquisitions. That investment may be on the verge of paying back the shareholder handsomely. Our report will not be able to deal directly with this type of issue.

Imperial Oil and Shell Canada have been chosen as Petro-Canada's peers for the purpose of this study because of their size, the comparability of the types of operations, the national scope of their operations, and the fact that both have a dominant shareholder. Both have significant Canadian-based upstream operations – exploration, development and production – and significant downstream operations – petroleum refining, distribution, sales and marketing. Both operate in the downstream business across Canada. Both companies have major frontier or future-oriented oil and gas development projects. Imperial Oil has Cold Lake and Syncrude; Shell Canada has the Caroline natural gas field development.

Each of the three companies may be considered to suffer restrictions on its activities imposed by the major shareholder. These include the restriction on Imperial and Shell to operating almost solely within Canada, each being part of a much larger international group which does not want its subsidiaries to have overlapping mandates. Almost certainly there are areas of activity for each within its mandate that

the controlling shareholder has a predilection for or against. Mandates imposed by a controlling shareholder, which encourage certain business activities and restrict or eliminate others, have a direct impact on the returns achieved by the business.

The mandate initially imposed on Petro-Canada has been described by Petro-Canada management and others as having adversely affected the company's financial performance. Most certainly, Petro-Canada's financial performance was adversely affected by the mandate. The extent and duration of the impact would likely be impossible to determine, however, with any degree of accuracy. Further, the extent to which Petro-Canada was impacted by its restrictions or public policy directions when compared with the restrictions or directions imposed on Imperial and Shell is difficult to know. As a practical matter, given the high public profile and politically sensitive position of Petro-Canada during the review period compared with Imperial and Shell, one would be compelled by the view that Petro-Canada management – and its directors and chairman in particular – would have much more success in influencing its shareholder to modify a particularly onerous, offensive or wasteful restriction or direction than would the other two. The prospect of the directors, chairman and management of Petro-Canada objecting publicly that a particular policy thrust did not make much sense would not be one that the shareholder would be likely to relish. The directors, chairman and management of Imperial and Shell would undoubtedly have much less influence on Exxon and Royal Dutch Shell.

We take the position that the management of each of the three companies agreed with and supported the selection of business investments by and large, and therefore each must abide with the results of those decisions. Further, the comparison since Petro-Canada's mandate became a commercial one is fair.

We recognize that there are also significant differences among the three corporations. Imperial has oil and gas liquids reserves estimated to be four times those of Petro-Canada and six times those of Shell, and is by far the leading oil producer in Canada with twice Petro-Canada's annual production and six times Shell's. Shell, on the other hand, has about 25% more natural gas reserves than Petro-Canada, but 24% less than Imperial. Shell has about the same annual natural gas production as Imperial and 11% more than Petro-Canada.

Petro-Canada has 2.6 times the net land holdings of Imperial Oil and 1.7 times that of Shell Canada. However, almost 30% of Petro-Canada's net acreage is outside the country in South America, South East Asia, the Middle East and elsewhere. A further 49% of Petro-Canada's acreage is on federal rather than provincial lands, which means a substantial proportion of its large land position is frontier acreage. In terms of provincial land holdings (conventional producing regions), Petro-Canada has 22% fewer net acres than Imperial and 63% more than Shell. Much of Petro-Canada's federal or frontier acreage results from the National Energy Program's 25% "back-in" arrangement in favour of Petro-Canada in the early 1980s.

Each of the three companies has significant refining and distribution capacity. Imperial has 4,700 service stations in Canada, Petro-Canada 3,295 and Shell 2,700.

Imperial employs about 15,000 people, Petro-Canada 6,500 and Shell 7,200.

Regardless of the historic reasons for these differences and similarities, they have a great influence on the strategies, cost structures, cash flow patterns and capital expenditures of each corporation. With the acquisition of Texaco Canada, Imperial's business and its dominance in certain areas has been substantially increased.

Table 2 summarizes the principal financial and operating statistics for Imperial Oil, Shell Canada and Petro-Canada, providing a comparison of the main features of the three corporations. Other corporations among the ten largest Canadian oil and gas companies were considered for comparison but found to have, or lack, certain features that could significantly distort the comparisons.

Business results for Petro-Canada, Imperial Oil and Shell Canada are analyzed over a ten-year period beginning December 31, 1979 and ending December 31, 1989. From the ten-year period, statistics are analyzed for the most recent seven-year period, five-year period, three-year period and the latest year, 1989. By year-end 1979, Petro-Canada had achieved an asset size and operating scope allowing reasonable comparison with Imperial and Shell. With the later acquisitions of Petrofina and the downstream assets BP Canada and Gulf Canada by 1985, Petro-Canada was certainly comparable with the other two. It is fair to consider the period from 1976 through 1979 as the "start-up" for Petro-Canada.

From 1979 through 1985, major additions were made to form the basis of a much more mature corporation. It is in this latter period when most shareholder value is normally added through major and infill acquisitions and growing corporate scope and, therefore, stability.

It is not within the bounds of this study to judge whether any particular acquisition by Petro-Canada was a "good deal". Nor should it be. The question to be answered is not one of good deals or bad deals in particular. Directors and management make acquisitions or spend capital funds in the normal course of business on what are perceived by the stakeholders to be a good or bad use of corporate funds. Time and what the company does with the acquired assets make the ultimate and sometimes harsh judgment on that. The question to be addressed is how well or how poorly has each company done with the funds placed under its stewardship, relative to the circumstances of its markets.

Comparison over time with other corporations is a method designed to remove arbitrary judgements about how difficult or easy the market environment was in which each company operated. It is somewhat similar to judging the performance of a specific security – stock or bond – against the performance over the same period of a basket of comparable securities. Presumably, the impact of general market conditions is the same for each and a judgment can be made about how the market viewed the particular security at any given time. The concept of performance relative to peers is particularly important for an integrated oil and gas company because of the demonstrated volatility of the markets for these commodities over the last 15 years.

TABLE 2: GENERAL CORPORATE SUMMARY

	AS OF DECEMBER 31, 1989 IN CN$ (1)		
	IMPERIAL	PETRO-CANADA	SHELL
• CORPORATE FINANCIAL SUMMARY			
Capital Employed, $	13,929,000,000	5,227,000,000	5,070,000,000
Revenues, $	10,104,000,000	5,017,000,000	4,917,000,000
Common Cash Flow, $	1,353,000,000	569,000,000	642,000,000
Common Earnings, $	456,000,000	31,000,000	212,000,000
Common Dividends, $	322,000,000	0	101,000,000
Market Capitalization, $	12,140,000,000	-	4,706,000,000
• CORPORATE OPERATING SUMMARY (2)			
Net Oil + NGL Reserves, Barrels	2,264,000,000	527,300,000	382,432,000
Net Gas Reserves, Mcf	5,114,675,000	3,300,000,000	4,127,944,000
Net Oil + NGL Production, Bbls/Day	347,208	145,200	59,126
Net Gas Production, Mcf/Day	610,000	570,800	635,342
Coal Production, Long Tons/Year	1,574,714	-	1,903,928
Sulphur Production, Long Tons/Year	-	365,000	1,082,616
Products Production, Bbls/Day	520,166	279,267	225,804
Chemical Production, Long Tons/Day	6,102	-	2,384
Oil And Gas Lands, Net Acres			
Federal	1,729,700	11,400,000	10,351,019
Provincial	6,671,700	5,200,000	3,199,945
International	494,200	6,700,000	-
TOTAL	8,895,600	23,300,000	13,550,964
Refining And Marketing			
Refineries	6	4	4
Processing, Bbls/Day	488,717	292,476	240,899
Utilization	93.00%	86.00%	88.00%
Service Stations	4,700	3,295	2,700
Employees	15,248	6,468	7,219
Shareholders (3)	24,344	1	6,107

(1) Extracted from annual reports to shareholders for years ended December 31, 1989 (2) Before royalties
(3) Exxon owns approximately 70 percent of Imperial Oil; Royal Dutch owns about 78 percent of Shell Canada

2.3 Basis of the Comparison

Financial information has been obtained from published statements of the three companies and from the Canoils Database. Additional information for Imperial Oil and Shell Canada has been obtained from their Form 10K and 10Q filings with the Securities and Exchange Commission in the United States.

The basis of the analysis is a comparison of the three companies using an accounting model and a cash flow model, beginning January 1, 1980. The ten-year period, the seven-year period, the five-year period, the three-year period, the one-year period and the opening and closing positions for each period form the analytical base. The financial condition of each company is analyzed using three of the approaches that a bond rating service would use to assess the risk of a debt issue or a preferred share issue: corporate efficiency, shareholder investment efficiency, and creditor efficiency.

2.4 Assumptions in the Analysis

Cash Flow Model

The concept underlying the comparison of Petro-Canada, Imperial Oil and Shell Canada is cash in, cash out, and the time value of money. In simplest terms the shareholders of each company have, at each relevant time, an investment in shares which can be sold, theoretically, and the proceeds invested in more attractive places or held because the shareholders perceive the particular investment to be attractive when compared with the alternatives available. The shareholder in each case realizes a return on investment during the holding period, by the receipt of cash dividends and by an increase or decrease in the value of the investment. To compute a rate of return on the particular investment, opening and closing values of the investment must be assumed and the cash returned to or paid in by the shareholder during the period identified. The cash in and out is, of course, readily obtainable from the financial statements of each company. The opening and closing investment values are much more difficult to identify with any degree of accuracy.

A range of opening and closing values for Petro-Canada has been based on the range of current-year cash flow multiples enjoyed in the public stock markets by both Imperial Oil and Shell Canada. It is essential to note that using market-derived cash flow multiples is not intended to produce a sale valuation for any of the three companies. The intent is to give a comparative evaluation to Petro-Canada based on market perception of the other two companies at the relevant times. Three comparisons have been made for each of the opening and closing positions for the five review periods. In the first case, the higher of the two cash flow multiples of Imperial and Shell has been applied to Petro-Canada. In the second case, the average of their two closing multiples has been used. In the third case, the lower of the two closing multiples has been applied. The data on cash flow multiples are summarized in Table 3.

TABLE 3: GENERAL FINANCIAL SUMMARY

SUMMARY OF FINANCIALS IN CN$ 000 AS REPORTED AT YEAR END (1)					CASH FLOW MULTIPLES		
YEAR	ITEM	IMPERIAL	PETRO-CAN	SHELL	IMPERIAL	PETRO-CAN	SHELL
1979	Retained Earnings	$2,140,000	$55,050	$989,000			
	Common Equity	$2,440,000	$835,050	$1,498,000			
	Capital Employed	$3,751,000	$3,168,088	$2,420,000			
	Market Capitalization	$5,781,081	$1,723,118	$3,533,045			
	Common Cash Flow	$907,000	$261,838	$520,496	6.37	6.58	6.79
	Common Earnings	$493,000	$30,159	$244,498			
	Common Dividends	$150,000	$0	$72,154			
1980	Retained Earnings	$2,621,000	$110,799	$1,234,000			
	Common Equity	$3,789,000	$890,799	$1,742,000			
	Capital Employed	$5,288,000	$3,419,306	$2,707,000			
	Market Capitalization	$5,159,132	$1,466,913	$2,458,139			
	Common Cash Flow	$1,127,000	$349,613	$844,000	4.58	4.20	3.81
	Common Earnings	$682,000	$55,749	$335,000			
	Common Dividends	$201,000	$0	$90,000			
1981	Retained Earnings	$2,866,000	$175,672	$1,357,000			
	Common Equity	$4,042,000	$775,722	$1,865,000			
	Capital Employed	$5,963,000	$6,102,869	$3,055,000			
	Market Capitalization	$4,007,882	$1,488,878	$1,925,000			
	Common Cash Flow	$878,000	$387,999	$619,000	4.56	3.84	3.11
	Common Earnings	$485,000	$64,873	$213,000			
	Common Dividends	$220,000	$0	$90,000			
1982	Retained Earnings	$2,913,000	$186,232	$1,376,000			
	Common Equity	$4,103,000	$2,369,076	$1,884,000			
	Capital Employed	$6,422,000	$6,799,451	$3,950,000			
	Market Capitalization	$4,535,813	$1,549,147	$2,081,808			
	Common Cash Flow	$952,000	$380,189	$615,000	4.76	4.07	3.39
	Common Earnings	$267,000	$10,580	$109,000			
	Common Dividends	$220,000	$0	$90,000			
1983	Retained Earnings	$2,981,000	$212,027	$1,387,000			
	Common Equity	$4,231,000	$3,037,788	$2,186,000			
	Capital Employed	$6,790,000	$7,416,242	$4,495,000			
	Market Capitalization	$5,924,788	$3,955,029	$2,625,837			
	Common Cash Flow	$708,000	$589,937	$521,000	8.37	6.70	5.04
	Common Earnings	$290,000	$30,170	$84,000			
	Common Dividends	$222,000	$0	$63,000			
1984	Retained Earnings	$3,281,000	$353,046	$1,427,000			
	Common Equity	$4,605,000	$3,603,807	$2,228,000			
	Capital Employed	$7,333,000	$8,200,267	$4,717,000			
	Market Capitalization	$6,846,744	$4,727,035	$2,481,989			
	Common Cash Flow	$958,000	$839,446	$603,104	7.15	5.63	4.12
	Common Earnings	$533,000	$151,449	$107,104			
	Common Dividends	$233,000	$0	$66,930			
1985	Retained Earnings	$3,647,000	-$518,706	$1,490,000			
	Common Equity	$5,047,000	$2,869,594	$2,291,000			
	Capital Employed	$7,876,000	$8,782,619	$4,902,000			
	Market Capitalization	$8,322,228	$4,488,130	$2,565,984			
	Common Cash Flow	$1,199,000	$791,924	$584,000	6.94	5.67	4.39
	Common Earnings	$634,000	-$769,335	$130,000			
	Common Dividends	$268,000	$50,000	$67,000			
1986	Retained Earnings	$3,667,000	-$450,000	$1,562,000			
	Common Equity	$5,090,000	$2,738,000	$2,363,000			
	Capital Employed	$7,741,000	$7,105,000	$4,616,000			
	Market Capitalization	$8,386,856	$4,296,541	$2,903,433			
	Common Cash Flow	$967,000	$669,000	$696,000	8.67	6.42	4.17
	Common Earnings	$285,000	$123,000	$139,000			
	Common Dividends	$262,000	$0	$67,000			
1987	Retained Earnings	$4,142,000	-$289,000	$1,820,000			
	Common Equity	$5,566,000	$2,899,000	$2,629,000			
	Capital Employed	$8,449,000	$7,270,000	$4,657,000			
	Market Capitalization	$9,104,347	$4,741,991	$3,931,146			
	Common Cash Flow	$1,249,000	$743,000	$718,000	7.29	6.38	5.48
	Common Earnings	$745,000	$172,000	$336,000			
	Common Dividends	$270,000	$0	$78,000			
1988	Retained Earnings	$4,348,000	-$246,000	$2,152,000			
	Common Equity	$5,774,000	$2,942,000	$2,962,000			
	Capital Employed	$8,778,000	$8,872,000	$4,725,000			
	Market Capitalization	$8,185,174	$3,951,130	$4,757,758			
	Common Cash Flow	$1,198,000	$614,000	$788,000	6.83	6.44	6.04
	Common Earnings	$501,000	$94,000	$422,000			
	Common Dividends	$293,000	$0	$90,000			
1989	Retained Earnings	$4,436,000	$31,000	$2,263,000			
	Common Equity	$7,182,000	$1,785,000	$3,075,000			
	Capital Employed	$13,929,000	$5,227,000	$5,070,000			
	Market Capitalization	$12,140,390	$4,638,259	$4,706,022			
	Common Cash Flow	$1,363,000	$569,000	$642,000	8.97	8.15	7.33
	Common Earnings	$456,000	$31,000	$212,000			
	Common Dividends	$322,000	$0	$101,000			

(1) Petro-Canada market capitalization derived from the average cash flow multiples for Imperial and Shell

The internal rate of return has been computed for each company in each case, for each time period. This computation is one of the standard measures employed by investment managers to compare the relative success of an investment.

Accounting Model

If the cash flow model has the flaw of employing derived opening and closing investment evaluations, any accounting model is also substantially flawed. Without belabouring the point, the announcement by Petro-Canada of a change from the full cost method of accounting to the successful efforts method changed the previously reported shareholder's equity at December 31, 1988 from $3,915 million to $2,727 million. This $1.2 billion write-down for a company which had stated assets of $8.6 billion at the end of 1988 was the result of substituting one acceptable accounting method for another, although the new accounting method clearly is more appropriate for a corporation of Petro-Canada's size. No economic change has occurred but there has been a huge retroactive change in stated assets, capital employed, book net worth and earnings. Cash flow, it is important to point out, stays the same as previously reported.

Despite flaws in utilizing published financial statements for comparative purposes, there are nevertheless useful analyses to be performed providing one keeps in mind the nature of the flaws. This is especially true when longer periods of time are tested because the impact of accounting anomalies is reduced and an internal consistency within each company is developed.

There are many well-known and acceptable financial tests used to measure aspects of the performance and financial strength of a business. Those selected for this comparative review are generally accepted measures of corporate performance. The measures employed tend to treat each of the corporations fairly in that they are used consistently over the years by the corporations themselves in their published reports to their shareholders. There tends not to be a particular bias which would favour one corporation over the other. To illustrate this point, the financial tests based on cash flows and capital and dividends remove the impact of alternate accounting methods and of debt and equity structure.

The following measures form the basis on which this report draws its conclusions.

1. Corporate efficiency
   (a) Net Cash Flow Return on Average Capital Employed (Table 4 and Figure 5).
   (b) Net Earnings Return on Average Capital Employed (Table 4 and Figure 6).

2. Shareholder investment efficiency

   (a) Net Earnings Return on Average Shareholder Equity (Table 4 and Figure 7).

   (b) Internal Rate of Return to Shareholders (Table 4 and Figure 8).

3. Creditor efficiency

   (a) Interest Coverage Ratio (Table 5 and Figure 9).

   (b) Debt to Cash Flow Ratio (Table 5 and Figure 10).

These measures indicate in the first case how well the corporations have employed the assets under their care; in the second case how the shareholders have fared in the various time periods; and, in the third case, how relatively well protected creditors and debt holders are or, conversely, how financially stable the corporations are. These comparative tests give a good "snapshot" of how Petro-Canada compares with its peers. Table 6 summarizes the relative rankings of the three companies over the five time periods analysed for corporate efficiency, shareholder efficiency and creditor efficiency.

2.5 Background on Imperial Oil

Imperial Oil Limited has been operating in Canada for over 100 years. With the acquisition of Texaco Canada in February 1989, Imperial became by far the largest integrated oil and gas company in Canada, whether measured by assets or sales volumes. Imperial is a leading explorer, developer and producer of oil and natural gas, and a major producer of industrial and agricultural chemicals. Imperial is a leading refiner and marketer of oil and gas products across the country.

Exxon Corporation of the United States controls the Company, holding about 70% of the common shares. Imperial's shares are listed on the American, Toronto and Montreal Stock Exchanges. With about 190 million common shares outstanding, Imperial had a market capitalization of $12.1 billion and total assets of $15.6 billion at year-end 1989. The Company has a broad base of relatively low-cost, conventional producing oil and gas properties in Western Canada and is the largest domestic oil producer. Imperial has been engaged in frontier and non-conventional oil and gas development and has significant investments in Syncrude and Cold Lake.

2.6 Background on Shell Canada

Shell Canada Ltd. has been operating in Canada since 1911. With assets of over $5.5 billion and revenues of about $5.0 billion, Shell is one of Canada's largest integrated oil and gas companies. Shell is Canada's leading natural gas producer and is significantly engaged in oil exploration, development and production; sulphur production and marketing; industrial and agricultural chemicals production and sales; and oil refining and marketing.

TABLE 4: SUMMARY OF RETURNS ON INVESTMENT (1)

TIME PERIOD	DURATION	TYPE OF RETURN	INVESTMENT BASE	AVERAGE ANNUAL RETURNS		
				IMPERIAL	PETRO-CANADA	SHELL
1980-89	10 Years	Cash Flow	Average Capital Employed	15.82%	10.87%	17.67%
		Earnings	Average Capital Employed	7.93%	1.97%	6.91%
		Earnings	Average Shareholders' Equity	10.80%	1.43%	9.46%
		Total (2)	Dividends & Capital Gain	10.81%	10.59%	4.92%
1983-89	7 Years	Cash Flow	Average Capital Employed	14.30%	10.98%	15.43%
		Earnings	Average Capital Employed	7.06%	1.03%	5.85%
		Earnings	Average Shareholders' Equity	9.66%	-0.52%	8.04%
		Total (2)	Dividends & Capital Gain	19.04%	17.30%	14.92%
1985-89	5 Years	Cash Flow	Average Capital Employed	14.80%	11.00%	15.76%
		Earnings	Average Capital Employed	7.13%	0.42%	6.57%
		Earnings	Average Shareholders' Equity	9.72%	-1.87%	9.46%
		Total (2)	Dividends & Capital Gain	15.44%	-0.17%	16.14%
1987-89	3 Years	Cash Flow	Average Capital Employed	14.79%	10.75%	16.19%
		Earnings	Average Capital Employed	7.39%	2.68%	7.92%
		Earnings	Average Shareholders' Equity	9.95%	3.54%	11.86%
		Total (2)	Dividends & Capital Gain	16.23%	2.58%	20.08%
1988-89	1 Year	Cash Flow	Average Capital Employed	13.93%	11.08%	13.88%
		Earnings	Average Capital Employed	6.03%	2.18%	5.10%
		Earnings	Average Shareholders' Equity	7.04%	1.31%	7.02%
		Total (2)	Dividends & Capital Gain	52.26%	17.39%	1.04%

(1) Calculations based on audited, year-end data as reported by the companies; averages are based on a simple average of the average of the relevant years except Total Return is based on the internal rate of return over the relevant time period; assumes an average 50 percent tax rate

(2) Total Return is the rate of return of shareholders' future income stream based on an investment at initial market price, the receipt of interim dividends, and a capital gain following disposition at final market price; Petro-Canada's theoretical market capitalizations were estimated for relative comparisons only based on the average cash flow multiples of Imperial and Shell; see Table 3

FIGURE 5: CASH FLOW RETURN ON AVERAGE CAPITAL EMPLOYED

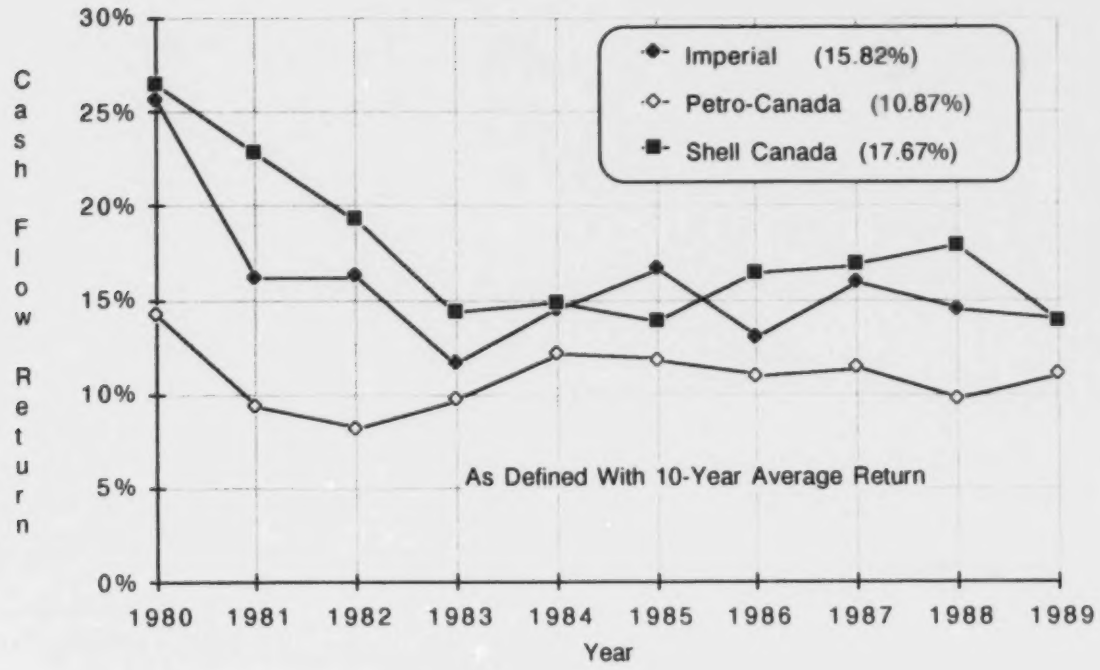


FIGURE 6: NET EARNINGS RETURN ON AVERAGE CAPITAL EMPLOYED

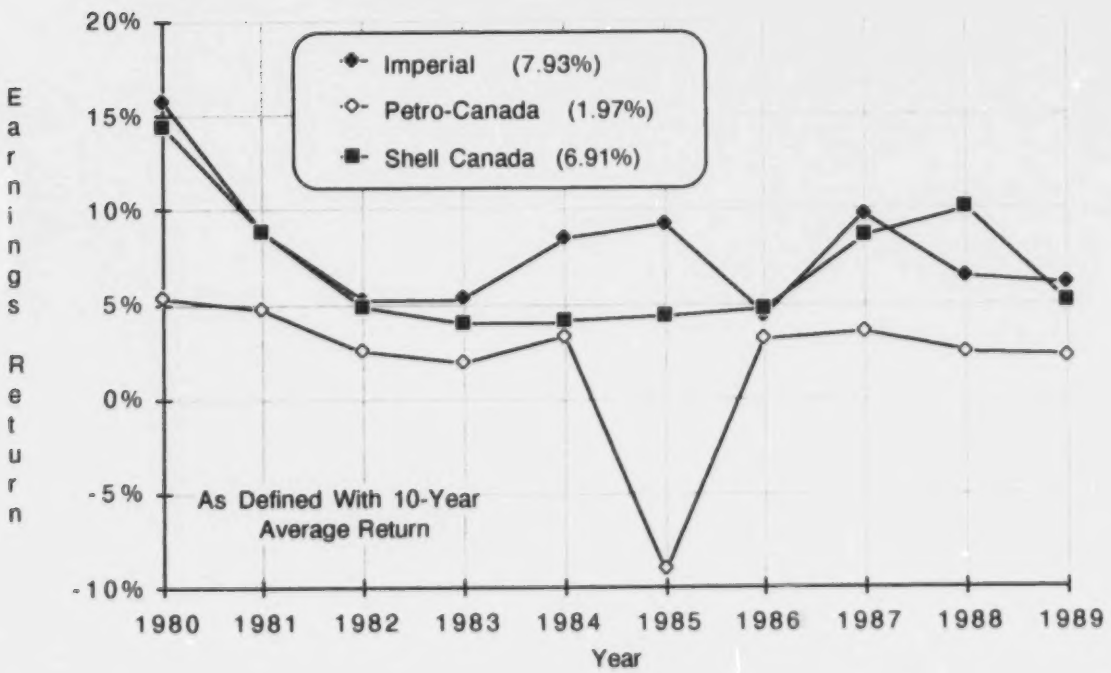


FIGURE 7: COMMON EARNINGS RETURN ON AVERAGE COMMON EQUITY

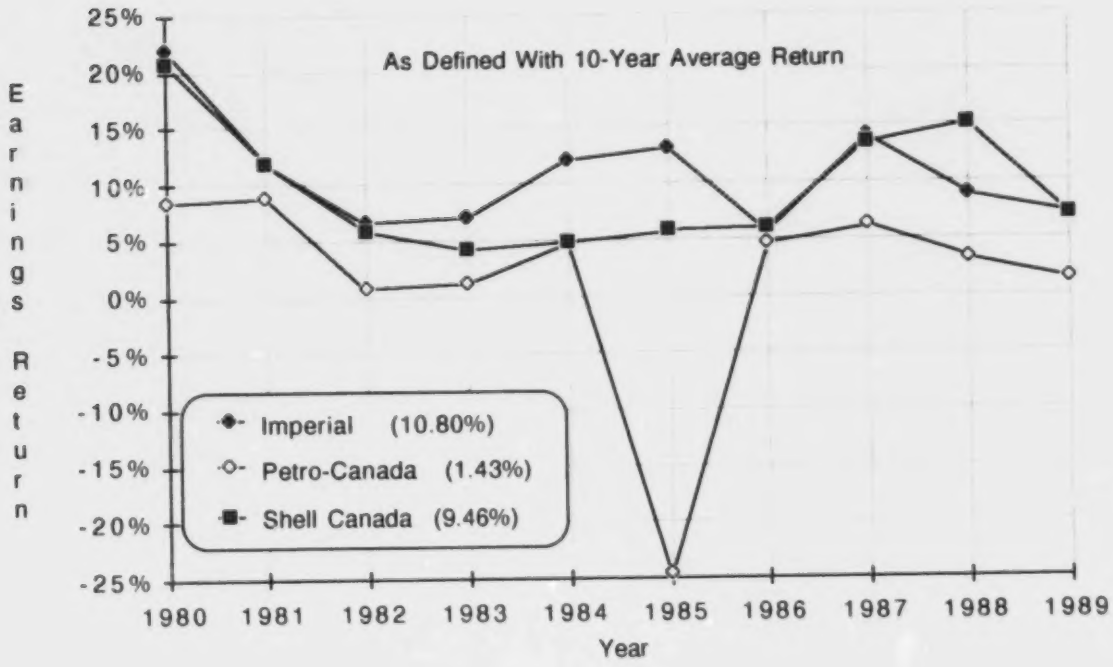


FIGURE 8: INTERNAL RATE OF RETURN OF COMMON SHAREHOLDERS TOTAL RETURN

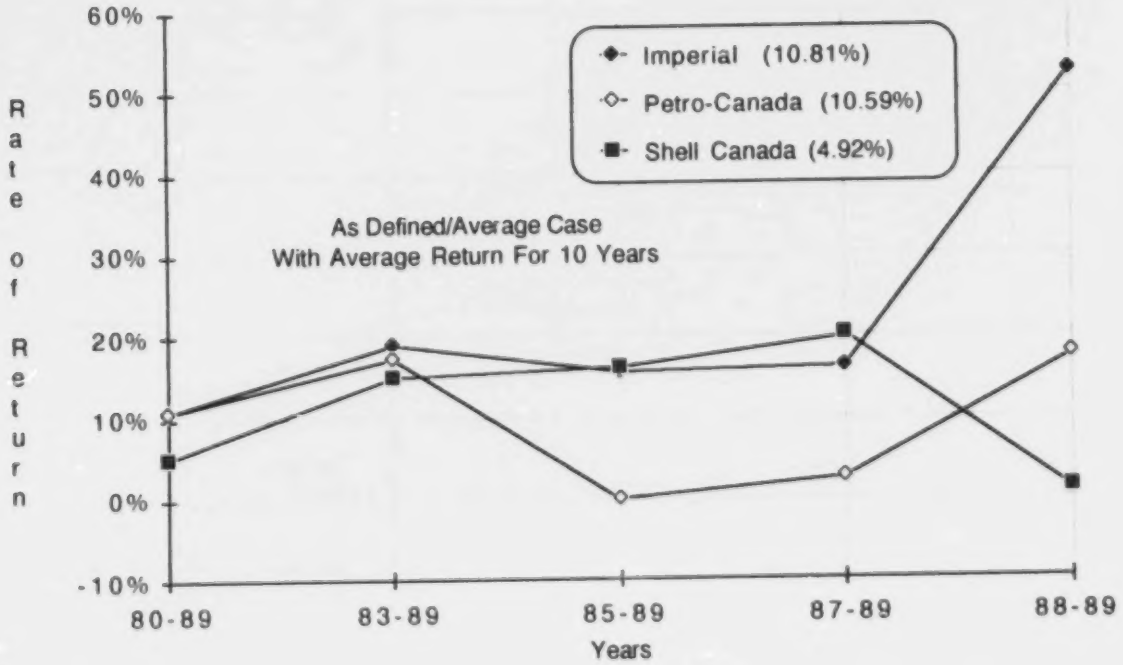


TABLE 5: SUMMARY OF CREDITWORTHINESS (1)

TIME PERIOD	DURATION	TYPE OF TEST	AVERAGE ANNUAL RESULTS		
			IMPERIAL	PETRO-CANADA	SHELL
1980-89	10 Years	Interest Coverage	10.66	2.47	5.50
		Debt/Cash Flow	1.06	1.13	1.26
1983-89	7 Years	Interest Coverage	9.21	2.67	4.84
		Debt/Cash Flow	1.16	0.97	1.40
1985-89	5 Years	Interest Coverage	9.69	2.18	5.53
		Debt/Cash Flow	1.13	1.28	1.24
1987-89	3 Years	Interest Coverage	8.69	2.53	7.01
		Debt/Cash Flow	1.38	1.62	1.07
1988-89	1 Year	Interest Coverage	2.54	1.57	7.39
		Debt/Cash Flow	2.82	2.17	1.41

(1) Calculations based on audited, year-end data as reported by the companies; averages are based on a simple average of the average of the relevant years; cash flow is after deducting preferred dividends

FIGURE 9: INTEREST COVERAGE RATIO

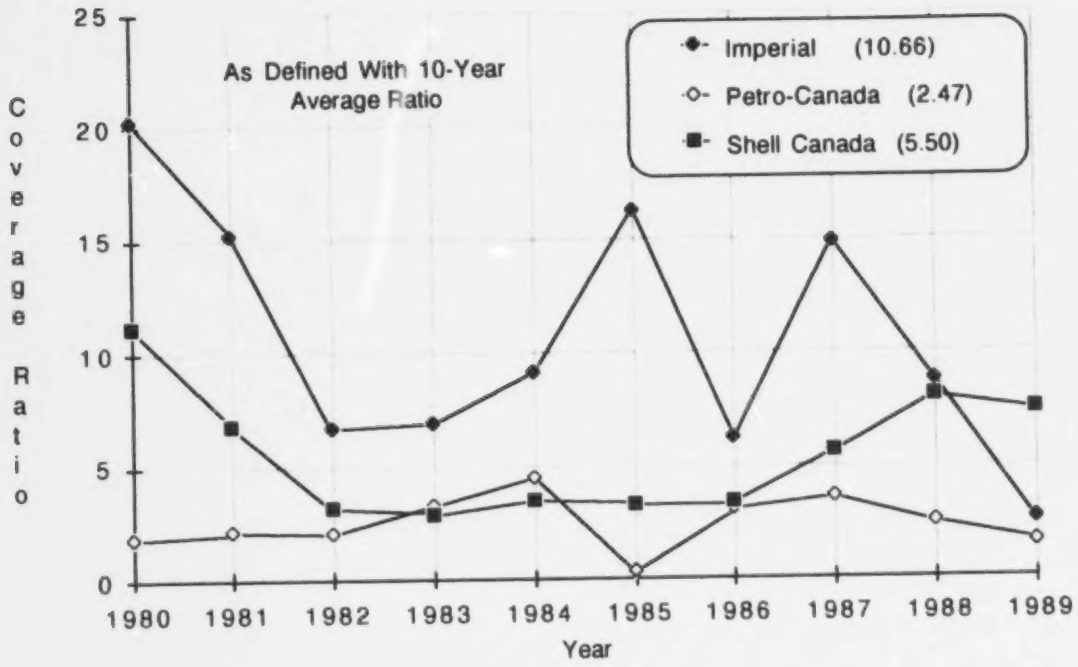


FIGURE 10: LONG-TERM DEBT/NET CASH FLOW RATIO

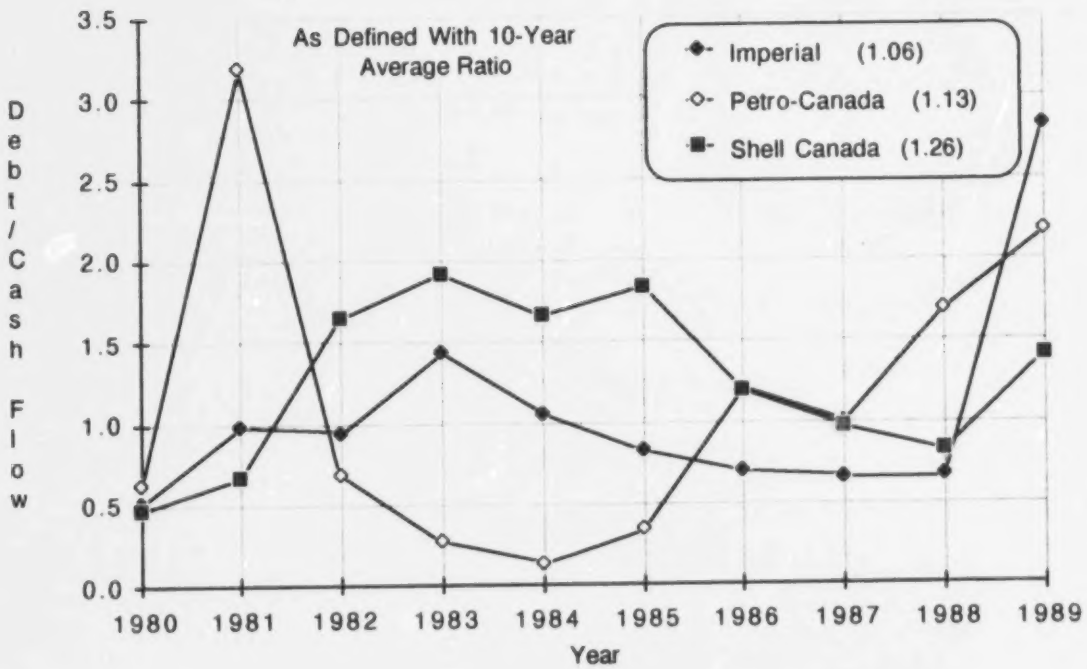


TABLE 6: SUMMARY OF RELATIVE RANKING OF COMPANIES (1)

TIME PERIOD	PERIOD DURATION	CO RANK	CORPORATE EFFICIENCY: CASH FLOW RETURN ON AVG CAPITAL EMPLOYED	CORPORATE EFFICIENCY: EARNINGS RETURN ON AVG CAPITAL EMPLOYED	SHAREHOLDER EFFICIENCY: EARNINGS RETURN ON AVG SHAREHOLDERS' EQUITY	SHAREHOLDER EFFICIENCY: TOTAL RETURN FROM DIVIDENDS AND CAPITAL GAIN (2)	CREDITOR EFFICIENCY: INTEREST COVERAGE	CREDITOR EFFICIENCY: DEBT/CASH FLOW RATIO
1980-89	10 Years	1	Shell	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial
		2	Imperial	Shell	Shell	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada	Shell
1983-89	7 Years	1	Shell	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Petro-Canada
		2	Imperial	Shell	Shell	Petro-Canada	Shell	Imperial
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada	Shell
1985-89	5 Years	1	Shell	Imperial	Imperial	Shell	Imperial	Imperial
		2	Imperial	Shell	Shell	Imperial	Shell	Shell
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada
1987-89	3 Years	1	Shell	Shell	Shell	Shell	Imperial	Shell
		2	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Shell	Imperial
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada
1988-89	1 Years	1	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Shell	Shell
		2	Shell	Shell	Shell	Petro-Canada	Imperial	Petro-Canada
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada	Imperial

(1) Rankings based on audited data as reported by the companies; see Figures 6, 7, 8, and 9 and Tables 4, 5, and 6

(2) Petro-Canada's theoretical market capitalizations were estimated for relative comparisons only based on the AVERAGE cash flow multiples of Imperial and Shell; relative rankings do not change if Petro-Canada's theoretical market capitalizations were based on the LOW or HIGH cash flow multiples of Imperial and Shell except in the HIGH case for the 10-year period the rankings become Petro-Canada, Imperial, and Shell; see Table 3

The company has been active in frontier areas offshore of British Columbia and Eastern Canada at Venture, and in heavy oil in the Peace River area in Alberta. Shell Canada is controlled approximately 78% by Royal Dutch Shell. The company's Class A common shares are listed on the Toronto, Montreal, Vancouver and Alberta Stock Exchanges. About 112 million Class A common shares are issued. The market capitalization of the common shares was $4.7 billion at year-end 1989.

2.7 Conclusions

In less than 15 years, Petro-Canada has grown from an idea to one of the leading Canadian oil and gas explorers, producers, refiners and marketers. Its service stations and emblem have become part of the everyday landscape in all regions of Canada. Petro-Canada competes successfully in every facet of its business with long-established international oil companies of recognized skill.

The effort and dedication of the management and staff of Petro-Canada to build a cohesive and leading corporation from five major acquisitions in that period of time is truly admirable. Unless one is familiar with the myriad of difficulties, large and small, that must be overcome, reconciled and turned to advantage in bringing together diverse corporate cultures to produce one consistent business direction, it is impossible to explain. From the outside and in the absence of empirical evidence, it appears that the Petro-Canada people have done an outstanding job of building a multidivisional corporation with common corporate goals and identification.

Success as determined by standard financial measures has clearly been more difficult to achieve. By all of the measures applied here, Petro-Canada has achieved no better than a second place ranking and for the most part has been firmly established in third place behind Imperial and Shell. Interestingly, Petro-Canada has not only provided its shareholder with poorer rates of return during the reviewed periods, it has done so while putting its shareholder at greater financial risk than the other two when the creditor efficiency tests are considered.

The returns to the shareholder worsened significantly in the most recent three years and five years, as measured by the shareholder efficiency tests. By the beginning of each of these two periods, the bulk of the major corporate acquisitions was complete. One would expect steadily improving results relative to Imperial and Shell in the most recent five-, three- and one-year periods as time passed to weed out and rationalize assets for greater productivity and to rationalize and reduce overhead costs. On the face of the tests and despite various rationalization and cost reduction plans announced by Petro-Canada, the assets of the Corporation appear to have produced relatively poorer results in the later years as compared with earlier (ten-year and seven-year) results. The one-year "Dividends and Capital Gain" return (see Table 4) did significantly surpass Shell's poor showing, but was only one-third that of Imperial.

The amounts used in the tests were on an "as reported" basis from the particular company's annual report. Petro-Canada made the significant accounting change from "full cost" accounting to the "successful efforts" method. This change reduced the average capital employed for 1989 by about $1.8 billion or 27%. In spite of that, the 1989 cash flow return on average capital employed rose only to 11.08% when compared with the three-year average of 10.75% upon which the change would have a much reduced impact.

In terms of corporate efficiency, shareholder efficiency and creditor efficiency, Petro-Canada has under-performed, with minor exceptions, when compared with Imperial and Shell. Of more relevance is the fact that the under-performance was not in the earlier years of major asset and business acquisition as one would have expected.

Rather, the under-performance in terms of the financial tests has become more marked in the recent periods, indicating in a broad sense that management has either failed to rationalize and streamline the assets or operations purchased through 1985 or 1986, or has invested in assets which do not have the capability of yielding returns comparable to its competitors, or a combination of both. In other words, the tests indicate that Petro-Canada has failed to invest in and to utilize assets in such a way as to move the various return and efficiency ratios closer to those of its major competitors.

Petro-Canada's President addresses two issues on pages 7 and 8 of the Corporation's *1989 Annual Report* regarding poor performance. The first issue, respecting Petro-Canada's financial results, is the special mandate given the company from inception until 1984. The report says: "The Company's focus was on making a contribution to national energy policy objectives, such as security of supply, rather than on profitability...The legacy of the earlier mandate continued to be reflected in the Corporation's financial performance indicators". Five complete fiscal years have passed since the mandate was changed to a commercial one without a clear trend to relative improvement in those indicators. Over a period of five years there should have been improvement as management has had ample opportunity to take the steps it deemed necessary to effect the appropriate changes.

Another reason given in the annual report for poor performance is "...because it [Petro-Canada] grew rapidly through acquisitions in both the upstream and downstream segments of the industry, and in an era of high energy prices and industry optimism". During the ten-year period under review, Petro-Canada made capital expenditures of one type or another totalling $7,986,820,000, compared with $15,693,000,000 by Imperial (including the purchase of Texaco) and $6,440,000,000 by Shell. From January 1, 1985 to December 31, 1989, a five-year period during which Petro-Canada's mandate was a commercial one – a for-profit mandate – the Corporation spent 50.4% of the ten-year amount while Imperial spent 65.9% and Shell spent 40.5%. Whether or not January 1, 1985 to December 31, 1989 is considered a period of high prices or industry optimism is not the issue here. The point is that significant funds were spent after the mandate was changed and those expenditures bear a reasonable relationship to those expended by Petro-Canada's two peers. No

clear narrowing of the return relationship is evident.

The final reason for under-performance noted in the report is the "...considerable effort and expense integrating operations, systems and cultures of the various predecessor companies". Again, without doubt, the effort and cost were very high. However, the last major acquisition was closed in 1985. It would seem logical that improvements should be apparent by the end of 1989 if there are to be any.

Chapter Two

Canada's Evolving Energy Policy

During Petro-Canada's lifetime, Canada's energy policy environment divides into two distinct periods, reflecting the dramatic differences that prevailed before and after the 1984 federal election. Petro-Canada was established during an interventionist phase of Canadian energy policy-making. Today Petro-Canada operates under a government that has championed the cause of market forces and deregulation in the energy field. The former Liberal Government ascribed an active public policy role to Petro-Canada; the subsequent Progressive Conservative Government directed Petro-Canada to operate like any other major oil company in the private sector, and announced that Canada's state oil company no longer served a public policy function.

This chapter reviews the changing energy policy environment within which Petro-Canada has operated.

A. 1976–1984

In 1973, oil dominated Canada's energy system, accounting for approximately half of the domestic demand for primary energy. This national average, however, concealed wide regional variations. Alberta used oil to satisfy only 28% of its primary energy needs (depending upon natural gas for almost 60%), while Atlantic Canada relied on oil for 86% of its primary energy and Quebec for 73%. Although Canada was a net exporter of oil in 1973, there was no transportation system to carry this commodity from Western Canada to Quebec and Atlantic Canada, which depended on offshore sources of supply. The eastern part of the country consequently found itself strategically exposed when the international flow of oil was disrupted. Two consequences of the 1973-74 disruption were a system of administered oil prices and the subsidized extension of the Interprovincial Pipe Line (IPL) system from its former Toronto-area terminus to Montreal.

At the time of the second oil price shock in 1979-80, following the Iranian Revolution, Canada was a net importer of oil. Although crude oil purchases from the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) had fallen from 796,000 barrels/day (126,500 cubic metres/day) in 1973 to 500,000 b/d (79,400 cubic m/d) in 1979, domestic output had dropped by 20% over the intervening six years while demand had risen by 11%. The National Energy Board (NEB) was forecasting a declining availability of conventional light crude oil in Western Canada. In its 1978 report, *Canadian Energy Supply and Demand 1983-2005*, the NEB estimated that the

average rate of production from established, conventional oil reserves would fall by about 8% annually.

Canada's National Energy Program (NEP), announced 28 October 1980, was founded on the assumption that international oil prices would continue to rise (the NEP scheduled domestic price increases through 1990), and on the belief that Canadian prices could be shielded from developments in volatile world markets. Import compensation, a system of subsidization introduced in 1974 to maintain a lower-than-international price for crude oil in Canada, continued under the NEP.

Three objectives were advanced to justify this far-reaching federal initiative.

(1) The NEP was to establish the basis for Canadians to control their energy future through security of supply and ultimate independence from the world oil market. The primary goal was for Canada to regain self-sufficiency in oil by 1990.

(2) The NEP was to offer Canadians the opportunity to participate in the energy industry in general and the petroleum industry in particular, and to share in the benefits of industry expansion. The principal goal was 50% Canadian ownership and control of the domestic petroleum industry by 1990.

(3) The NEP was to establish a petroleum-pricing and revenue-sharing regime that would be fair to all Canadians. The federal government intended to continue its scheme of "made-in-Canada" prices for consumers and to claim a larger share of rapidly rising oil and gas revenues.

The last objective was especially important to the Government of Canada, given that Alberta at year-end 1979 held 84% of Canada's established reserves of conventional crude oil and 85% of established natural gas reserves (excluding unconnected northern reserves). Alberta, with 10% of Canada's population, was receiving more than 60% of the oil and gas revenues accruing to the federal and provincial governments. Given its projection that revenues from domestic oil and gas production would approach $90 billion over the four-year period 1980-83, the federal government concluded that the distribution of benefits would be "extraordinarily unfavourable to the national government" if it did not act to increase its share of the economic rent.

Beyond these declared objectives were unofficial goals arising from the politics of the Canadian energy situation. Foremost was a restructuring of political power favouring the central government at the expense of the oil-producing provinces and the petroleum industry.

The NEP's failures overwhelmed its successes, although those successes should not be disregarded. On the positive side, this Program raised the issue of modifying growth in energy demand to a more equal footing with that of securing new energy supplies. The federal government intended to reduce oil's share of domestic energy use by more than a third by 1990, corresponding to a decline in forecast oil

consumption of 20%. To achieve this, three approaches were taken to modify energy demand: energy conservation was vigorously promoted; off-oil conversions to other energy forms were encouraged; and renewable energy development was supported.

Having deflected much of the potential impact of the oil price shock on Canada's energy-using practices, the federal government moved to establish incentive programs to encourage Canadians to conserve energy and to substitute other fuels for oil. A key element of the conservation effort was the Canadian Home Insulation Program (CHIP). Under the NEP, the annual CHIP budget rose from $80 million to $265 million; the objective was insulation upgrading in 70% of Canadian homes by 1987. Conservation initiatives in the industrial, transportation and government sectors complemented the residential program.

The centrepiece of the off-oil strategy was the Canada Oil Substitution Program (COSP), which supported the conversion of oil-based heating systems in homes and businesses to alternative fuels. The natural gas distribution system was extended, benefitting Quebec in particular, and the federal government offered grants to convert motor vehicles to compressed natural gas (CNG) or propane fueling.

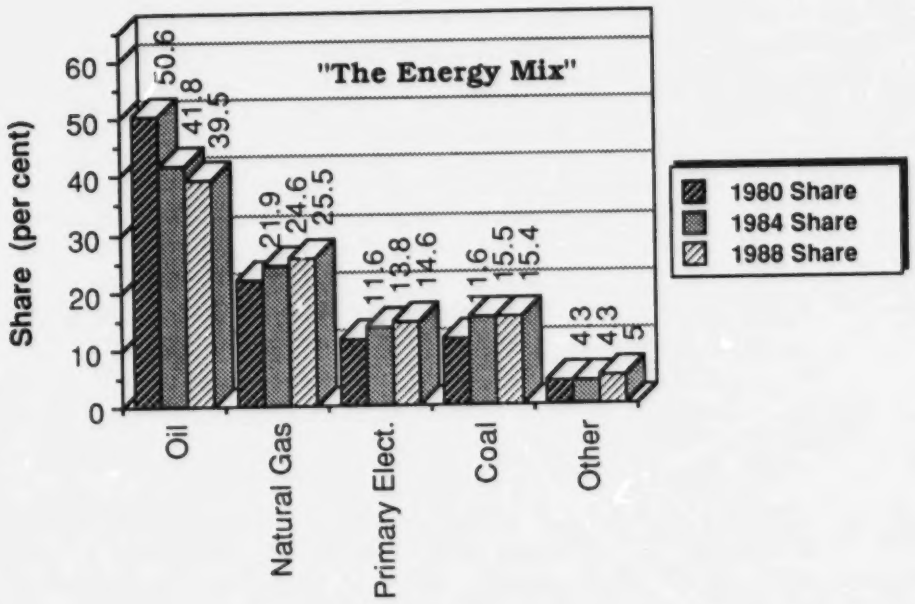
CHIP and COSP were terminated in 1985, ahead of schedule, but are nonetheless credited with saving about 75,000 b/d (12,000 cubic m/d) of oil and oil equivalent at a net cost to the federal treasury of less than $1.5 billion.

The NEP, the severe recession and higher oil prices combined to produce a substantial reduction in the domestic demand for oil. Oil substitution, with its additional costs, progressed despite the recession. Figure 11 indicates how the components of Canadian primary energy demand evolved in the five years from 1980 through 1984, and thereafter through 1988.

A second strength of the NEP was its expanded support of new energy options. In July 1978, the federal government had announced a $380 million package of renewable energy programs extending through 1985. The National Energy Program of 1980 foresaw "a much greater role for renewable energy" and boosted funding for research, development and demonstration (R,D&D) across a range of new energy sources, technologies and fuels. This financial support grew during each year of the NEP and was evidence of federal interest in longer-range energy planning. The federal government also created a new subsidiary of Petro-Canada, Canertech, to foster conservation technology and the commercial production of renewable energy through the provision of venture capital.

In 1983, Canada stood second only to the United States among International Energy Agency (IEA) nations in its financial support of conservation R,D&D and fourth in funding renewable energy R,D&D. This impressive commitment was being maintained even though the value of Canadian energy exports exceeded imports by $8 billion that year. In several areas of conservation and renewable energy R,D&D, Canada was acknowledged to be a leader in developing economically and technically viable alternatives to conventional energy sources and technologies.

Figure 11: The Components of Canada's Primary Energy Demand, 1980, 1984 and 1988



Note: Primary electricity is valued here by its true energy content of 3.6 megajoules per kilowatt-hour (MJ/kWh). Although the "fossil fuel displacement value" of 10.5 MJ/kWh is favoured in some statistical applications, it overstates the importance of electricity in Canada's energy system.

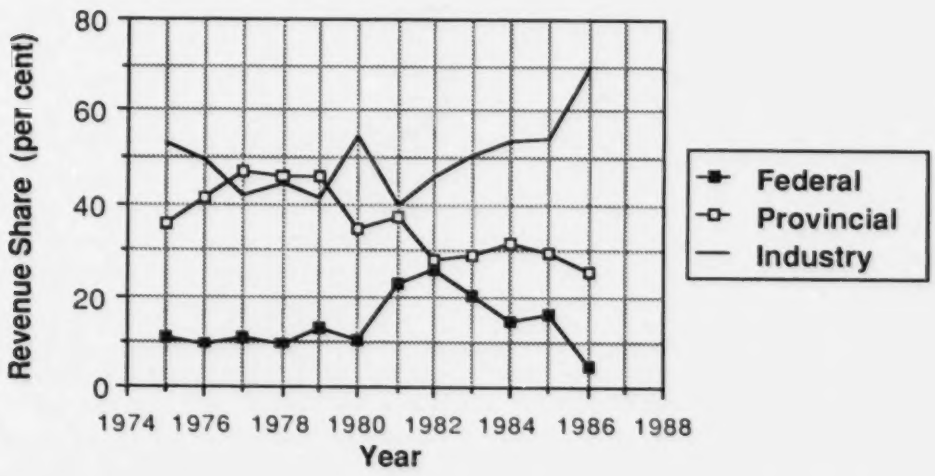
Source: Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Energy Statistics Division, *Energy Statistics Handbook*, Ottawa, undated, Table 2.0.5.

The most dramatic failure of the NEP stemmed from the unwillingness of its architects to contemplate a decline in world oil prices. The Program established a wellhead price for conventional crude oil rising in stages from $14.75 per barrel in January 1980 to $66.75 per barrel in July 1990. The oil sands reference price was set at $38.00 per barrel in January 1981 and was to rise to $79.65 in January 1990, "subject to [the] cap of international price".

The federal government was successful in securing a larger share of upstream oil and gas revenues at the expense of the producing provinces and the petroleum industry. Unfortunately, the total amount of money to be shared had shrunk dramatically from the forecasts of 1980 and 1981, as the world price weakened, the economic recession took hold and Canadian oil consumption fell. The array of

petroleum-related fiscal instruments which were such a crucial part of the NEP soon required modification – some were modified or withdrawn even before being introduced – and the federal government relaxed its taxing provisions. Figure 12 displays the evolution in oil and gas revenue sharing from 1975 through 1986, subdivided into the federal, provincial and petroleum industry components. The Petroleum Monitoring Agency stopped reporting revenue sharing in 1987, responding to industry and provincial complaints that the methodology for calculating revenue shares was unsatisfactory (see the footnote to Figure 12).

Figure 12: Petroleum Revenue Sharing in Canada, 1975-1986



Note: The PMA stopped reporting revenue-sharing statistics in 1987, because of complaints from industry and the provincial governments about the reporting methodology. "Total revenues available for sharing", based on the upstream industry only, were defined by the PMA as: revenue = upstream gross revenues - operating costs + oil export charge + Canadian ownership charge + change in PCC account. The industry argued that its share should be calculated as cash flow minus capital expenditures; this would result in a negative industry share in some years. The provinces objected to this proposal because they would be seen in some years as receiving more than 100% of the revenues. The PMA decided the best approach was simply to stop reporting any values for revenue sharing.

Source: Doern, G. Bruce and Glen Toner, *The Politics of Energy: The Development and Implementation of the NEP*, Methuen, Toronto, 1985, p. 341 [for the 1975-78 values]; Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry Monitoring Survey (1979-1986)*, Supply and Services Canada, Ottawa, 1980-87, [for the 1979-86 values]; and Personal communication, Petroleum Monitoring Agency, 25 May 1990.

Not only was federal budgeting in general disrupted when the anticipated revenues were not forthcoming but also the costs of the NEP itself became more onerous.

The major cost was funding extended through the Petroleum Incentives Program (PIP) to encourage petroleum exploration on federal lands in Canada's "frontier" areas; that is, Canada north of the 60th parallel and the East Coast offshore. PIP preferentially supported Canadian companies operating on the frontier, enabling them to compete on a more equal footing with foreign-owned companies. By the time PIP was phased out, approximately $7.5 billion in federal funds had been invested in frontier exploration.

The drive to "Canadianize" the domestic petroleum industry through preferred treatment of Canadian companies operating on federal lands and the 25% back-in provision (whereby the Crown in the form of Petro-Canada could acquire a one-quarter working interest in frontier plays) aroused much resentment, particularly within the United States. American investment in Canada – especially in the petroleum sector – slumped in response, putting pressure on the value of the Canadian dollar and contributing to higher domestic interest rates. Although it is difficult to quantify these impacts, it has been argued that Canada paid a substantial financial penalty for implementing the NEP.

Further difficulty arose because the NEP arbitrarily pegged the wholesale price of natural gas to that of the administered price of crude oil. At the onset of the NEP, gas was priced at about 80% of the equivalent energy value of crude oil; the NEP moved that price toward a goal of 65% of the equivalent crude price to encourage substitution for oil. Not only was the federal government setting a domestic price for oil that ignored the international market, but it compounded the situation by setting a price for natural gas decoupled from North American market conditions. When the price of natural gas weakened in the United States – the destination for more than a third of Canada's marketed gas production at the time – the administered price for gas also became insupportable.

The federal government was forced into a series of modifications of the NEP as world events made its provisions obsolete. The NEP Update, announced on 31 May 1982, introduced much of this change as the federal government acted to assist an ailing petroleum industry. Continuing modification of the NEP led to uncertainty, however, as doubt grew about the ability of the central government to establish a stable energy regime in Canada. Moreover, rancorous federal-provincial relations prolonged energy negotiations, delaying adjustments to changing circumstances.

A longer-term effect was the blunted impact of high international oil prices on the Canadian economy, reducing the incentive to use energy more efficiently. Today, Canada is the largest per capita consumer of energy among the industrialized nations of the world, placing us at a competitive disadvantage, worsening the environmental impact of energy use, and pushing the country into costly investments in energy "megaprojects" to maintain supplies.

B. 1984–1990

In the federal election of September 1984, the Progressive Conservative Opposition campaigned against the National Energy Program. After winning the election, the new Conservative government began to dismantle the NEP.

Faced with a large budget deficit, the new government was under pressure to trim federal expenditures and moreover was philosophically opposed to the interventionist style of the preceding government. On 8 November 1984, the Conservative Government announced a package of fiscal restraint measures in an "Economic Statement" and thereby made its first alterations to the NEP (Canada, Treasury Board, 1984).

Many energy programs were affected by the 1984 budget reductions. Spending on the Petroleum Incentives Program was reduced. The Canadian Home Insulation Program and the Canada Oil Substitution Program were terminated early. Canertech was shut down. Further funding of the gas laterals construction program was deferred and never resurrected.

Another target was federal spending on energy research and development, especially R&D involving nonconventional sources of energy and new energy technologies. The Division of Energy at the National Research Council of Canada – the lead federal agency for renewable energy R&D – was phased out. A $60 million/year program supporting work in solar energy, fusion energy, wind energy, hydrogen and energy storage, bioenergy, heat pumps, tidal energy and energy conservation in buildings was virtually dismantled over 18 months. The federal Department of Energy, Mines and Resources also lost much of its discretionary funding for renewable energy R&D.

Through this budgetary initiative, the federal government largely withdrew its support of alternative energy R&D and signalled that it would be much less involved in the development of Canada's energy system.

More sweeping changes in federal energy policy soon followed. During 1985 the Government of Canada negotiated two pivotal agreements with the producing provinces of Western Canada. In the Western Accord of 28 March 1985 and the Agreement on Natural Gas Markets and Prices of 31 October 1985, the federal government moved to deregulate the marketing of crude oil and natural gas.

The Western Accord decontrolled the price of crude oil on 1 June 1985, allowing the price to move in response to market forces. This marked the end of Canada's Oil Import Compensation Program. The Canadian Government removed the Natural Gas and Gas Liquids Tax, the Incremental Oil Revenue Tax, the Canadian Ownership Special Charge, the Crude Oil Export Charge and the Petroleum Compensation Charge. The Petroleum and Gas Revenue Tax was removed from new production and phased out on prior oil and gas production by year-end 1988. All of these taxes and charges had been part of the pre-existing system of administered

prices. In rescinding these taxes, the federal government sacrificed revenue to the benefit of the petroleum industry. In return, industry spokesmen predicted that as many as 300,000 new jobs could be created by a healthy petroleum sector. Plummeting oil prices in 1986 ended these optimistic forecasts.

The National Energy Board removed its restrictions on short-term exports of both light and heavy crude oil to the United States, allowing Western Canadian producers to address the concern of shut-in production. The Petroleum Incentives Program was terminated one year after the announcement of the Accord, although an extension applied to existing Exploration Agreements on federal lands.

The Natural Gas Agreement dealt with a more complicated marketing situation in Canada. Natural gas, unlike crude oil, had traditionally been sold in Canada and in the U.S. export market through long-term contractual arrangements which provided the financial underpinning for developing an expensive infrastructure for transporting and distributing natural gas. Given the uncertainties involved in future financial arrangements to underwrite these costs, the federal government announced a one-year transition during which domestic wholesale prices for natural gas were frozen. This transitional period expired on 31 October 1986, following which the purchase and sale of gas became freely negotiated.

Although price deregulation removed most of the distortions in energy markets, it was nonetheless becoming apparent that market forces were not a complete substitute for energy policy-making in all circumstances. The unencumbered market was behaving well on a day-to-day basis, but issues with a longer-term focus and resolution – exemplified by national energy security, the linkage between energy development and regional development, and such environmental concerns as acid gas and greenhouse gas emissions – were not being properly addressed. For these and other reasons the federal government launched the Energy Options process, a year-long canvassing of views in all regions of the country and from all interested parties on energy policy-making. The result was the August 1988 document *Energy and Canadians: Into the 21st Century. A Report on the Energy Options Process.*

The Energy Options report was referred to the House of Commons Standing Committee on Energy, Mines and Resources, which is expected to report on the subject about the time that this report goes to print. The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources requested and received from the Senate a reference to study the Energy Options report as well, and will engage in that task upon completion of this study of Petro-Canada. The federal government has yet to comment publicly on the Energy Options findings.

C. The Free Trade Agreement

One of the most far-reaching policy initiatives of the Progressive Conservative Government was its negotiation of the Canada/United States Free Trade Agreement (FTA), which came into effect on 1 January 1989. Chapter Nine of the FTA is a

comprehensive and controversial arrangement covering all aspects of energy trade between the two countries.

The FTA subjects Canadian-U.S. energy trade to a much more explicit regime of trade rules than that embodied in the General Agreement on Tariffs and Trade (GATT). Energy trade in the mid-1980s comprised about 10% of the total bilateral trade in goods in what is the world's largest and most complex trading relationship. Approximately 85% of all Canadian energy exports are sold into the United States, including more than one-third of our domestic crude oil and natural gas production. An important feature of the FTA is an implicit obligation on the part of the two national governments to address the impact of domestic energy regulation on the cross-border trading relationship.

As analysts have pointed out, the FTA is not a symmetrical trading relationship between Canada and the United States.

> ...A guaranteed open market between the two nations without other concessions from Canada would not have been acceptable to the U.S. Congress, since Canada is effectively gaining access to a market ten-times the size of its own and the U.S. to one only one-tenth the size of its domestic market. In exchange for assured continued open access to the larger American market to Canada, the U.S. obtained concessions in other areas such as American access to Canadian investment and financial markets, automotive policy, trade in services and energy policy. (Battram and Lock, 1988, p. 332)

Canada's overarching objective in negotiating the energy provisions in the Free Trade Agreement was to secure and enhance Canadian access to the U.S. market. The desire on the part of U.S. negotiators was to assure access to reliable supplies of Canadian energy, viewed as a potentially significant contributor to U.S. security. This difference in approach reflected the fact that Canadian negotiators thought of energy primarily as an economic commodity while U.S. negotiators viewed energy much more as a strategic commodity. It has also been claimed that the successful conclusion of the FTA negotiations was linked by the American side to Canada's willingness to include the energy stipulations of Chapter Nine in the agreement.

Provisions governing energy trade are not limited to Chapter Nine. The FTA incorporates the GATT requirement that each party accord "national treatment" to the goods of the other party In the case of energy, the national treatment provision amounts essentially to a non-discrimination rule. On the other hand, the FTA did not resolve the issue of domestic subsidies on bilateral trade.

The FTA broadly defines the energy goods covered by its provisions to include: solid fuels (coal, coal, peat, etc.); liquid fuels (crude oil, refined products and liquefied petroleum gases); gaseous fuels (natural gas, ethane, coal gas, etc.); electricity; and nuclear fuels (uranium, spent fuel, heavy water, etc.).

Article 902 refers to import and export restrictions. Although the GATT covers trade in energy goods, the FTA underscores the intent of the U.S. and Canadian Governments that bilateral energy trade should hereafter be governed by a more explicitly stated regime. The intent of the FTA is that energy goods from one country should be able to compete in the markets of the other country without facing regulatory barriers that discriminate on the basis of national origin. Three specific restrictions – two imposed on the United States and one imposed on Canada – received special treatment. The United States is required to exempt Canada from any restriction on the enrichment of foreign uranium under the Atomic Energy Act. Canada is also given a partial exemption from the U.S. prohibition on exporting Alaskan oil, imposed by the Export Administration Act of 1979. Under the FTA, up to 50,000 barrels per day of Alaskan oil may be exported to Canada on an annual average basis, subject to the condition that the oil be transported to Canada from a location within the lower 48 states. This condition triggers the "Jones Act" requirement that U.S.-flagged vessels be used in this export trade. The third provision requires Canada to exempt the United States from the Canadian Uranium Upgrading Policy.

It should be noted in this context that the oil-sharing provisions of the IEA take precedence in the event that an oil emergency is declared and there is any incompatibility between the FTA and the IEA stipulations.

Article XX of the GATT allows a broad range of circumstances in which nations can restrict export trade. The Energy Chapter of the FTA extends the GATT approach in two respects. First, it curtails more severely than does the GATT the circumstances in which a domestic supply shortfall can be used to justify restrictions on exports. Second, the FTA narrows the "national security" exception contained in the GATT.

Because the breadth and generality of the GATT exceptions were viewed as too permissive for the purposes of the FTA, Article 904 was written to narrow those exceptions. Under paragraph (a) of Article 904, if either party reduces the supply of an energy good, that reduction must be shared in the same proportions by both the domestic and export markets. Paragraph (b) prohibits the imposition of a higher price for exports of an energy good than the price of comparable domestic sales when that higher price results from licences, fees, taxation or minimum price requirements. Paragraph (c) prohibits the disruption of normal channels of supply or of normal proportions among specific energy goods supplied to the other party. These constraints were designed to counter the restrictions that pervaded the energy export policies of both countries in the 1970s and early 1980s.

> The FTA should provide a solid basis for achieving the principal goals of the two countries in entering into the energy negotiations – for Canada, achieving assured access to U.S. markets, free of "energy policy" interventions for protectionists distortions and for the U.S., the ability to procure Canadian energy supplies on a long-term, reliable basis, free of "energy policy" and nationalistic interventions in times of perceived shortage.
> (Battram and Lock, 1988, p. 384)

The major trade-off for Canada to obtain guaranteed U.S. market access, given the preponderant southern flow of energy, has been to surrender an element of freedom in domestic energy policy-making.

D. Harmonizing Deregulation and Strategic Planning

During Petro-Canada's lifetime, Canada has had two profoundly different energy policy regimes. Prior to the election of late 1984, the Liberal Government intervened extensively in the energy sector, manipulating prices, directing petroleum industry activity, promoting energy conservation and alternative energy development, and fostering off-oil initiatives. Since the 1984 election, the Progressive Conservative Government has moved to deregulate energy markets, end most of the incentives for conservation, alternative energy development and off-oil substitution, and has championed market forces as the arbiter of energy development. The Committee knows of no other industrialized nation that has undergone such a remarkable energy policy swing in the 1980s.

In the opinion of some of the Committee's witnesses, Petro-Canada no longer serves any useful policy role nor should it. Not only is our national oil company an inappropriate policy vehicle but there is no need for government to be involved in policy-making at all. Referring to the issue of national energy security, Ron Hirshhorn, a senior economist with the Economic Council of Canada, said to the Committee:

> ...Emergency planning – including, perhaps, the establishment of an oil stockpile in Eastern Canada – is necessary to reduce the country's vulnerability to any short-term disruptions in oil supply. But long-term security is a different issue. This is best sought not through government planning and direction but by fully exposing Canadians to world energy market fluctuations and allowing supply and demand to respond to market signals.
> (Canada, Senate, Standing Committee on Energy and Natural Resources, 11 December 1989, p. 8)

Thomas Kierans stated that he was generally unconcerned about the issue of Canadian energy security, with one exception and that was natural gas. He observed that the notion of a Free Trade Agreement rests on the concept of a market economy and markets clearing. The gas market does not work that way because there isn't an inexpensive transportation network and there aren't enough players in the game.

Michael Walker of the Fraser Institute expressed his strong support for privatizing Petro-Canada. Referring to Petro-Canada's origins, he characterized the Corporation as an historical mistake "conceived in paranoia and suspicions about the petroleum industry" and "born in the general atmosphere of contempt for the private sector and mistrust of the competitive market system generally" (*Ibid.*, 18 December 1989, p. 37). Canadians were mistaken in believing that Petro-Canada would provide for national energy security. In fact, according to Dr. Walker, assessing Petro-Canada's

performance in achieving its public policy goals in general is "a useless preoccupation because the goals themselves were inappropriate" (*Ibid.*, p. 38).

The Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors brought a different perspective. In their opinion, Petro-Canada had harmed the petroleum service industry and had ignored the most cost-effective Canadian targets for developing new petroleum reserves by taking over three "aggressive explorers" in Western Canada – ARCO, Pacific Petroleums and Petrofina Canada – and redirecting much of their exploratory effort into the frontiers. Most of Petro-Canada's subsequent drilling activity in Western Canada has been in developing existing fields. "The company has, for the most part, purchased existing production in the [Western Canada sedimentary] basin and drilled development wells to keep pace with the depletion rates" (*Ibid.*, 16 November 1989, p. 68).

Herschel Hardin, an author and consultant, argued for retaining Crown corporations like Petro-Canada because they can be a powerful vehicle for regional development and are more disposed to a "community-centred impulse". Moreover, in contrast to the view frequently advanced, publicly owned companies often enhance market competition:

> ...Where in a market situation you have companies that have diverse ownerships, diverse cultural roots, let's say, or diverse social roots, where you have privately owned companies, you have publicly owned companies, you have co-operatively owned companies, you are less likely to have – it doesn't follow absolutely all the time – tight oligopolies, you are less likely to have the kind of conspiratorial agreement or even make-do agreement that results in oligopoly to the cost of the consumer. (*Ibid.*, p. 90)

In the Committee's view, a return to freer energy markets has served Canada well in the day-to-day operations of the energy marketplace. In other respects, however, the Committee contends that the free market is insufficient to serve national energy interests. This inadequacy is evident in at least three respects.

First, market forces by virtue of their limited time horizon and concern with the corporate bottom line are not adequate to protect the public in the area of environmental concern. The private sector has a long history of externalizing environmental costs, which has led to a daunting array of pollution problems facing society today. Governments are increasingly recognizing the need for intervention to address environmental problems.

Second, long-term R&D programs to develop new sources of energy and new energy technologies for our future require sustained funding for years and sometimes decades before the commercial potential of these technologies is realized. Governments cannot depend on fluctuating market forces to provide the continuity that industry would require in many cases to sustain such long-term R&D programs. It is evidently in the national interest, therefore, that governments engage in or support

such sustained research and development to insure that new energy sources and technologies become available when required in our future energy development. The costly and decades-long drive to commercialize fusion power is one example of energy R&D almost entirely underwritten by government. Much of the renewable energy R&D performed in the 1970s and 1980s in industrialized countries has been funded, and often performed, by governments.

Third, energy is more than an economic good; it is a strategic commodity whose ready availability at a reasonable price is fundamental to the economic and social well-being of all nations. This fact is recognized in most industrialized countries and acknowledged in their energy policy-making. Whether this concern with energy security takes the form of a strategic oil stockpile, the maintenance of a national distribution system, state-to-state negotiations, incentives to develop energy sources that may not currently be economic, or some other form, most countries recognize that such planning and the costs of such initiatives constitute a form of national insurance.

In launching the Energy Options process, the Canadian Government was implicitly acknowledging that energy policy had to be based on something more than the operation of the free market. From another perspective, the attempt by Canada's Environment Minister to formulate policy proposals addressing environmental concerns – many of which derive from our use of energy – confirms the need for a guiding hand in energy development. This guidance should be based on a long-range strategic plan formulated by the government, to address issues whose resolution lies beyond the restricted horizon of market forces.

In fact, market forces can serve as a tool in reaching long-term goals. Today's energy markets are often tilted with subsidy programs of various types, usually directed at aspects of conventional energy supply at the expense of energy conservation and renewable energy development. As was argued by Amory Lovins in his remarks to the Committee, there are numerous opportunities to conserve energy that provide a net economic return – opportunities that should be market driven on a "level playing field". They are not being pursued diligently because of inertia in our large energy institutions, because of subsidies that may tilt the economics in favour of a supply-side solution, because of rate structures that may reward consumers for greater energy use, and because of a lack of information about new energy-conserving technologies. Government can play a positive role in overcoming these impediments without unduly influencing the market. The approach is gentle guidance over the long run, not brute force to make rapid changes in the energy system because of a failure in policy to anticipate disruptions and to build flexibility into the energy supply system.

Chapter Three

The International Energy Situation

A. OPEC's Resurgence

Oil and natural gas resources are distributed irregularly over the world. According to data compiled by Joseph Riva Jr. (Riva, 1987), the world's original endowment (prior to any production) of recoverable, conventional light and medium crude oil totalled an estimated 1,635 billion barrels. Of this calculated amount, about 32% has been consumed and an estimated 30% remains to be discovered. The other 38% constitutes present proved reserves of conventional light-medium crude oil. Of the more than 1,100 billion barrels of light-medium crude oil yet to be consumed (proved reserves plus undiscovered, recoverable crude oil), 78% is thought to lie in the Eastern Hemisphere.

The world's original endowment of recoverable natural gas has been estimated to contain energy equivalent to almost 1,900 billion barrels of oil, including a calculated 340 billion barrels of natural gas liquids (NGL). Roughly half of this resource has been discovered and about 14% consumed. Of the remaining gas and NGL reserves and undiscovered recoverable gas resource, approximately 79% is believed to be located in the Eastern Hemisphere.

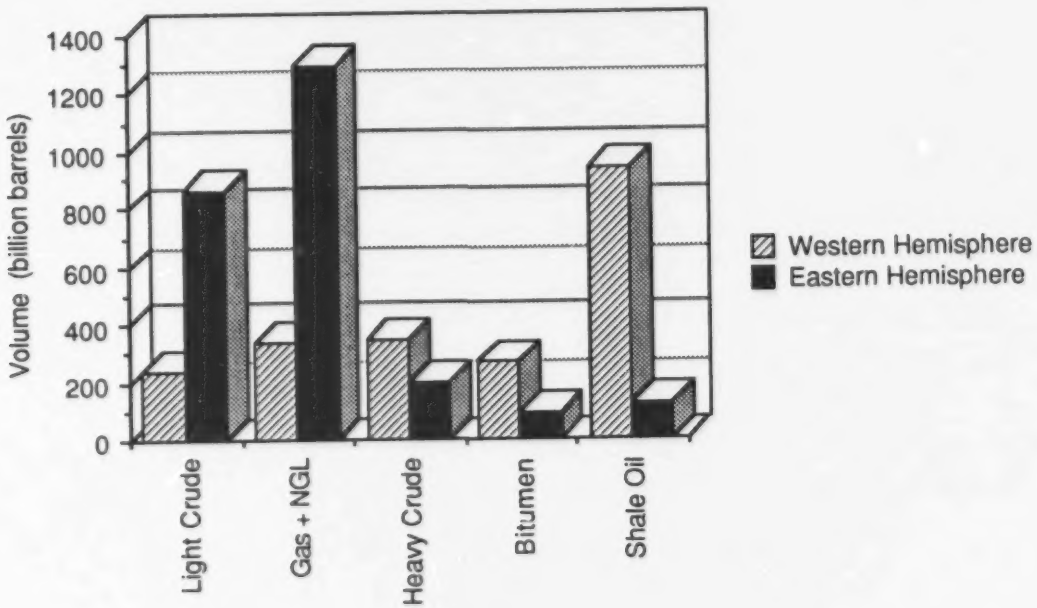
Turning to the heavy hydrocarbons, the world's original endowment of heavy oils is estimated to have been about 608 billion barrels, of which 85% is considered to have been discovered but only 11% consumed. Of the 540 billion barrels of unconsumed heavy oil, 64% is assigned to the Western Hemisphere.

Known bitumen deposits are assessed by Riva to contain roughly 354 billion barrels of recoverable crude oil, with 76% of this resource lying in the Western Hemisphere. Known oil shale deposits may hold about 1,065 billion barrels of recoverable oil; 88% of this resource is thought to reside in the Western Hemisphere. Such estimates are at best only a rough guide to the amount of the resource which may be recoverable, since they depend on the cut-off assumed in bitumen or shale oil content for economic extraction, and on limits of overburden thickness and deposit thickness for economic recovery. Some Canadian experts would attribute substantially larger quantities of recoverable bitumen to the oil sands of Alberta than does Riva.

Such uncertainty does not detract from the point to be made regarding Riva's analysis. The lighter, more desirable petroleum fuels, which are less costly to produce and process, lie predominantly in the Eastern Hemisphere. The heavier, less desirable petroleum fuels, which are more costly to produce and process, lie predominantly in

the Western Hemisphere. Riva has calculated that the world's total, original endowment of all forms of petroleum was roughly equivalent to 5,560 billion barrels of oil. Figure 13 displays the hemispheric disposition of remaining reserves and recoverable undiscovered resources of petroleum, using the Riva estimates.

Figure 13: Remaining Recoverable Petroleum Resources in the Western and Eastern Hemispheres



Source: Riva, Joseph P., Jr., "Fossil Fuels", *Encyclopedia Britannica*, 1987, p. 588-612.

Approximately 40,000 oil fields have been discovered worldwide since 1860. Thirty-seven "supergiant" fields – fields containing more than five billion barrels of recoverable crude oil – have been found and these fields originally contained an estimated 51% of all the conventional crude oil discovered to date. The Persian Gulf region contains 26 of the 37 supergiant fields and 11 are located in Saudi Arabia. The world's largest oil field, Ghawar, was found in 1948 and its 86 billion barrels of recoverable oil transformed Saudi Arabia into the world's leading oil nation. Kuwait's Burgan field, the second largest, originally contained 75 billion barrels of recoverable oil. Two supergiant fields have been discovered in each of the United States (East Texas and Prudhoe Bay), the Soviet Union, Mexico and Libya. Algeria, Venezuela and China hold one each.

Almost 300 "giant" oil fields – those containing 500 million to 5 billion barrels of recoverable oil – account for another 30% of recoverable crude oil. Approximately 1,000 additional fields each hold from 50 million to 500 million barrels of recoverable oil and represent about 15% of the world's known oil. Thus 95% of the world's known recoverable crude oil is contained in less than 5% of discovered oil fields.

This pattern of oil occurrence and 130 years of petroleum exploitation have established two principles applying to global oil resources. First, most of the world's oil is contained in relatively few large fields, but most fields are small. Second, average field size and the quantity of oil found per unit of drilling decrease as exploration progresses. In any oil-producing region, the large fields tend to be discovered early in the cycle of oil production.

Riva estimates that the world's remaining recoverable, conventional crude oil (proved reserves plus undiscovered resources) amounts to 1,200 billion barrels. At the current rate of production of about 20 billion barrels per year, that quantity of oil would last for 50 years before output theoretically became limited by the resource base. Because this oil is so unevenly distributed, however, future oil availability must be considered on a country-by-country basis to determine when and where supply constraints will appear. Riva has assessed the oil-producing prospects of 29 countries, ranked by their original recoverable oil endowment. Assuming that proved reserves will be established in the future at the same statistical rate observed in the past and that the reserves/production ratio will not fall below nine in these countries (a value characteristic of producing regions in their declining years), he calculated the number of years that each country could sustain its 1986 level of oil production. These results are summarized in Table 7.

Proved remaining reserves of conventional crude oil are approximately 1,000 billion barrels. Two-thirds of this amount lies in the Middle East, as the data for year-end 1989 taken from *Oil & Gas Journal* in Figure 14 illustrate. Reserves in Figure 14 are first characterized as OPEC or non-OPEC. The non-OPEC reserves are subdivided into OECD, LDC (less developed countries) and CPE (centrally planned economies or the Communist countries).

OPEC holds an estimated 76.5% or 767 billion barrels of proved reserves of conventional crude oil. The OECD claims just 5.3% or 53 billion barrels. The United States and Canada together hold little more than 3% of world reserves. The North Sea holds less than 2%, despite its current influence in world oil trade. Of particular note, the OECD countries consume more than half of the world's oil but hold only about one-twentieth of proved conventional oil reserves.

Within OPEC, Saudi Arabia, Kuwait, Iran and Iraq dominate. These four nations are estimated to hold 55% of the world's conventional crude reserves, and 71% of OPEC's reserves. Among non-OPEC producers, the Soviet Union and Mexico stand first and second respectively. Between them, they account for 49% of non-OPEC reserves and 11.5% of world crude reserves.

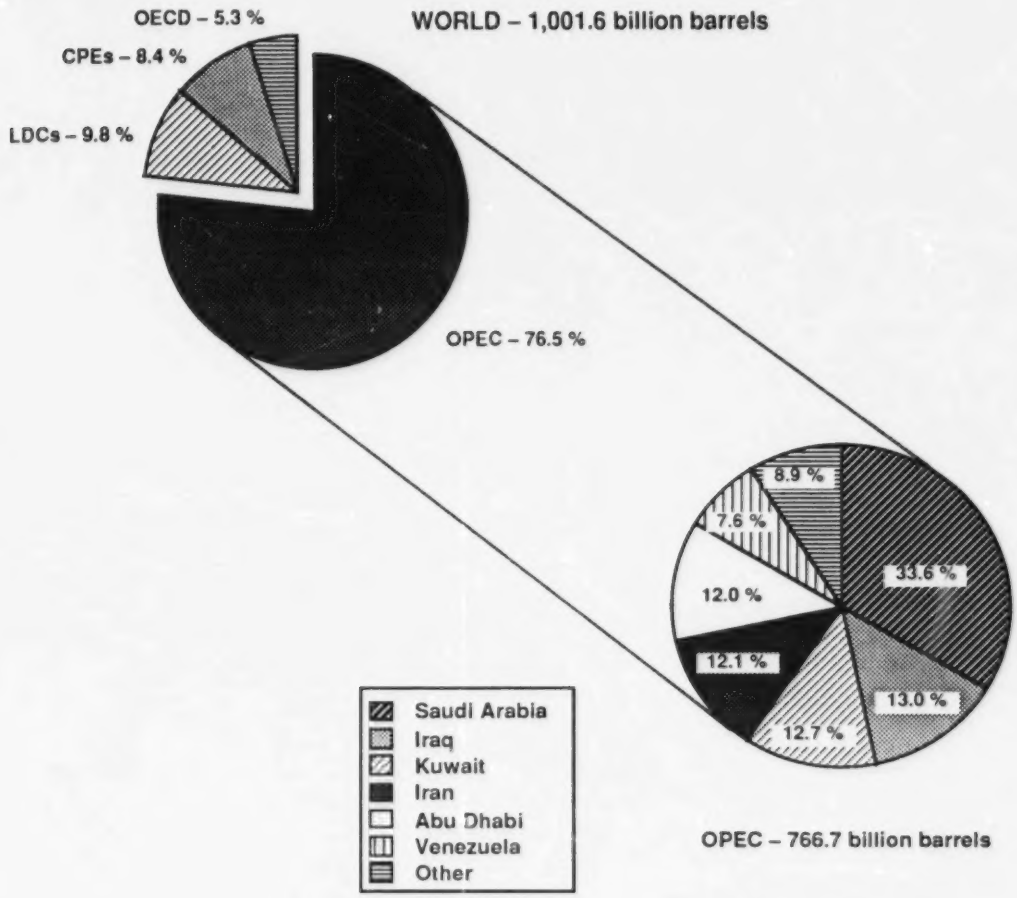
Table 7: Projections of Future Oil Production Capabilities

Production Decline Begins (a)	Country	Production Potential in 2000 Compared to 1986 (b)
1987-1990	United States	Decline between 25% and 50%
	Peru	Decline between 25% and 50%
	United Kingdom	Decline greater than 50%
	Brazil	Decline between 25% and 50%
	Colombia	Decline between 25% and 50%
1991-1995	Argentina	Decline between 25% and 50%
	Egypt	Decline between 25% and 50%
	Canada	Decline less than 10%
	Soviet Union	Decline between 10% and 25%
1996-2000	Australia & New Zealand	Decline between 25% and 50%
	India	Level production
	Malaysia & Brunei	Level production
2001-2005	Ecuador •	Level production
	Oman	Level production
2006-2010	Qatar •	Level production
	Indonesia •	Level production
2021-2025	China	Level production
2026-2030	Nigeria •	2 times 1986 production
2031-2035	Algeria •	3 times 1986 production
2036-2040	Mexico	2 times 1986 production
2056-2060	Venezuela • & Trinidad	3 times 1986 production
2061-2065	Libya •	4 times 1986 production
2066-2070	Norway	2 times 1986 production
2071-2075	Tunisia	2 times 1986 production
2076-2080	United Arab Emirates •	5 times 1986 production
2091-2095	Saudi Arabia •	7 times 1986 production
2096-2100	Iran •	6 times 1986 production
2106-2110	Iraq •	5 times 1986 production
2171-2175	Kuwait •	12 times 1986 production

Notes: (a) The analysis was divided into five-year increments.
(b) The value given is not a production forecast but an indication of what could be achieved if the oil resource base calculated to exist were exploited at the maximum rate.
• Denotes a member of OPEC.

Source: Riva, Joseph P. Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Report #87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, May 1987, pp. 16-17 and 19.

Figure 14: Share of World Proved Oil Reserves by Geopolitical Distribution



Source: "OPEC's Reserves Shares Up in Turbulent '80s", *Oil & Gas Journal*, 25 December 1989, pp. 41-45.

The global pattern of oil reserves does not match the pattern of crude oil production. Some countries are producing their reserves at high rates – notably the U.S.S.R., the United States, the United Kingdom and Canada – and other countries are producing their reserves at comparatively low rates – such as Kuwait, Saudi Arabia, Iraq and Mexico. The ratio of year-end proved reserves to production over the year is known as the reserves/production ratio (R/P ratio) and provides a measure of

the longevity of current reserves. To illustrate, year-end 1989 proved reserves of crude oil in the United States were 25.86 billion barrels and 1989 production averaged 7.68 million barrels/day. Thus the R/P ratio for the U.S. at year-end 1989 was 25.86 billion ÷ (7.68 million x 365 days) = 9.2/1 (usually written simply as 9.2). Figure 15 displays reserves/production ratios for the world as a whole; for OPEC, the OECD, the LDCs and the CPEs; and for important producers within each of these groupings.

Figure 15 reinforces the observation that OPEC is currently underproducing its reserves relative to the remainder of the world. As a group, OPEC had a reserves/production ratio of 97 at year-end 1989, whereas the OECD nations stood at 11 and the CPEs at 15. Led by Mexico, the LDCs occupy an intermediate position with an R/P ratio of 29. The world's two leading producers – the Soviet Union and the United States– have R/P ratios of 13 and 9 respectively. Saudi Arabia, the third largest producer, has an R/P ratio of 142.

The conclusion to be drawn from this analysis is inescapable: with time, world oil production will again become concentrated in OPEC in general and in the Middle East in particular.

B. U.S. Energy Prospects

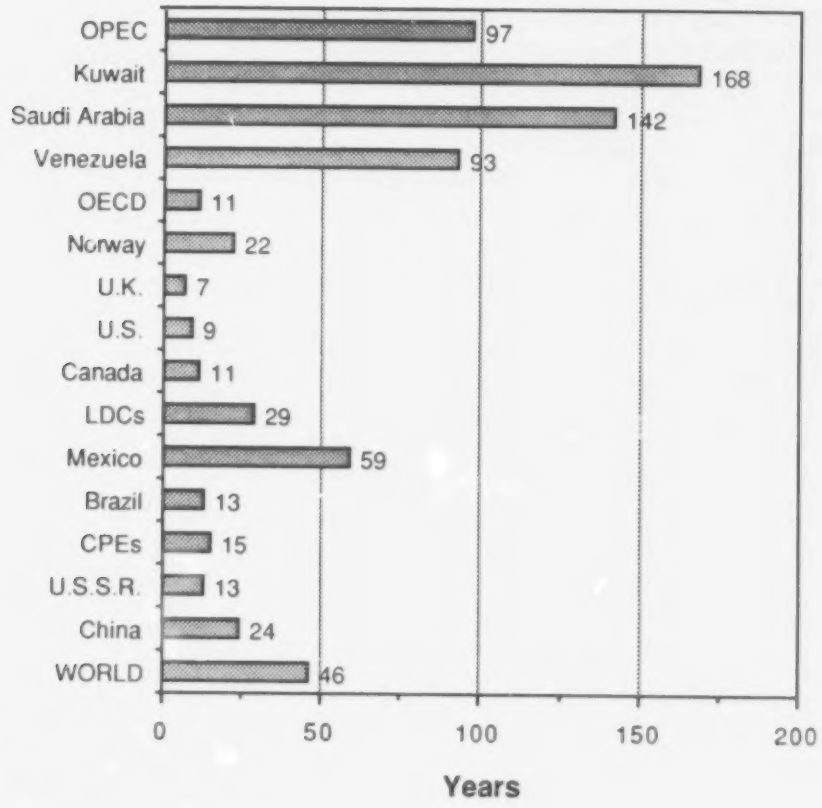
The United States is the world's largest consumer of energy. Prior to 1970, domestic energy production and consumption were close to balancing. Since 1970, the year in which U.S. oil production peaked, the gap has widened between energy demand and supply. In 1988, the United States consumed more than 80 quadrillion (80×10^{15}) British thermal units (Btu) of energy – the highest level of energy consumption in U.S. history – and 1.5% higher than the previous peak year of 1979.

U.S. energy consumption is about evenly divided among the three end-use economic sectors: industry, transportation, and residential and commercial use combined. In 1988, the generation, transmission and distribution of electricity in its various end uses accounted for approximately 35% of total U.S. primary energy needs. Petroleum products met 97% of the demand for energy in the transportation sector and transportation accounted for more than 60% of the 1988 consumption of oil in the United States.

Oil, including natural gas liquids, is the dominant energy commodity in the U.S. economy, currently satisfying about 43% of the American requirement for primary energy. Although the United States is the world's second largest oil producer after the Soviet Union, domestic oil production is declining slowly. This decline continued in 1989, with oil production falling to an average level of 9.2 million barrels per day, the lowest output in 25 years. During 1989, domestic oil demand averaged 17.2 million barrels/day which, although lower than the 1978 peak demand of 18.8 million barrels/day, was still higher than production by approximately 8 million barrels/day. Imported oil in 1989 averaged 41% of domestic use; in recent months imports have represented more than 50% of domestic demand. The cost of importing oil in 1989

was $US 49 billion, about 45% of the $US 109 billion trade deficit.

Figure 15: Conventional Crude Oil Reserves/Production Ratios at Year-end 1989



Source: Derived from "OPEC's Reserves Share Up in Turbulent '80s", *Oil & Gas Journal*, 25 December 1989, pp. 44-45.

Natural gas provides almost one-quarter of the energy used in the United States today. This fuel is especially important in the residential sector, where it handles nearly half of end-use energy needs. In 1988, 18 trillion cubic feet (Tcf) of domestic natural gas was marketed in the United States, supplemented by more than 1.2 Tcf of Canadian gas imports. Although the U.S. gas "bubble" – a surplus in deliverability over domestic demand – has persisted for a number of years, this excess availability has largely disappeared. Today, imports from Canada satisfy approximately 7% of the U.S. demand for gas and this share is expected to rise

throughout the 1990s.

Domestic proved reserves of natural gas are about ten times as large as current annual production and estimates of undiscovered gas supplies are encouraging, but it remains questionable whether rising domestic demand can be adequately supplied by domestic production. The environmental advantages of using natural gas in preference to other fossil fuels is strengthening demand. This is particularly true in the case of new electrical generating capacity where legislation and environmental concern are promoting the development of gas-fired cogenerating units in preference to large coal-fired and nuclear plants.

Coal is the most abundant fossil fuel in the United States. More than one-quarter of the world's total known coal lies within U.S. borders; coal represents 90% of all known U.S. fossil fuel resources. In 1989, 975 million tons of coal were mined for domestic use and for export. Within the U.S., 86% of the coal consumed went into the generation of electricity and provided about 55% of the nation's electric power. The outlook for the future U.S. use of coal is clouded, however, because of public concern about the environmental impacts of its use and because of the rising costs of meeting more stringent emission standards.

Hydro-electric generation accounts for approximately 10% of the U.S. production of electricity. Although the physical potential for expanding hydro-electric generation is large, there are many environmental, statutory and regulatory constraints to accomplishing this. Given these uncertainties, many energy observers consider it likely that at best hydro-electricity in the future will maintain its current share of U.S. energy production.

In 1989, 110 nuclear generating units produced about 20% of all electricity generated in the United States, second only to coal as the source of domestic power. In recent years, however, controversy surrounding the use of nuclear power as a safe and economical source of electricity has increased. The accident at Three Mile Island Unit 2 in Pennsylvania followed by the Chernobyl accident in the Ukraine raised public apprehension. Since the early 1970s, more than 100 planned nuclear generating units have either been cancelled or deferred indefinitely. Only three units remain in construction and no new power reactors are being ordered. The growth of the nuclear industry in the United States is at a virtual standstill.

Public concern is particularly focused on the safe permanent disposal of high-level radioactive waste materials. Recognizing this public mood, the U.S. government has identified a specific site at Yucca Mountain in Nevada as the location for the nation's first radioactive waste disposal facility. If site studies indicate that Yucca Mountain is a suitable location for such a facility, the U.S. Department of Energy will recommend it to the President for construction of a repository.

In addition to the so-called conventional forms of energy – crude oil, natural gas, coal, hydro-electricity, and nuclear-electricity – there is the prospect of using renewable sources to a much greater extent in the future. Apart from hydro-electricity,

the three fundamental sources of renewable energy are solar energy (including direct solar radiation, biomass, wind energy, ocean currents and wave energy), geothermal energy and tidal energy. Although the United States formerly had a large and active R&D program to exploit renewable energy sources, much of this activity was curtailed during the Reagan Administration. It will take some years to re-establish a vigorous R&D program for the renewables.

A longer-term energy option is nuclear fusion. As opposed to fission power where heavy atoms are split accompanied by the release of energy, the fusion process involves light atoms combining to form heavier elements, also accompanied by the release of energy. The fusion process powers stars and extreme conditions have to be created in a man-made fusion reactor to duplicate this process. Controlled fusion has not yet produced net power and the economics of producing electricity from fusion are not, therefore, known. Many engineering barriers to the commercialization of fusion power remain to be overcome and the cost of developing this energy source is extremely high. The cost of attempting to harness fusion power is so great that much of the effort is carried forward in international programs. Even the more optimistic observers consider that a commerical fusion reactor lies at least 25 years in the future.

Given the deteriorating U.S. energy situation, and the rising reliance on imported oil in particular, President Bush directed the Secretary of Energy on 26 July 1989 to begin developing a comprehensive National Energy Strategy. The department conducted 15 public hearings across the United States at which more than 375 witnesses appeared. In addition, state and local governments, consumer organizations, business, industry and individuals contributed more than 1,000 written submissions. The first product of this consultative process is an Interim Report compiling public comments. The end of the process is a draft National Energy Strategy to be presented to President Bush in December 1990 for his consideration.

The National Energy Strategy will use 1990 as a baseline reference and will contain short-term, medium-term and long-term recommendations reaching out to the year 2030. It is noteworthy that the Interim Report stresses the need for examining U.S. energy prospects within the "...framework of a comprehensive energy strategy..." Lacking a comprehensive strategy, "Piecemeal and divisive tactics, whether promoting one option or obstructing another, will increasingly become the order of the day."

> Taken to its extreme, this mode of conducting our energy, strategic, economic, and environmental affairs threatens to result in national paralysis. We will have policies by default, rather than deliberation. Costs and benefits will not be adequately assessed or balanced – frustrating our Nation's ability to compete, and putting at risk our future standard of living.
>
> For the United States to move successfully into the 21st Century, we must dedicate ourselves to increased communication, broadened perspectives, better understanding of concerns and issues, and renewed resolve to meet complex challenges with creativity and vigor. An integrated

> National Energy Strategy, developed in concert with the American people, can provide a unifying means for moving towards these ends. (U.S., DOE, 1990, p. 3)

The Interim Report was organized around four themes identified in the public hearings: (1) increase the efficiency of energy use; (2) secure future energy supplies; (3) respect the environment: and (4) fortify the foundations of the energy system through basic science and research, improved education education and technology transfer.

The National Energy Strategy is an ambitious attempt to formulate a coherent energy plan for the United States. It remains to be seen how successful this attempt will be in the face of entrenched energy interests, both producer and consumer, and a wide divergence of views regarding what an appropriate energy policy should be. It also remains to be seen how a new U.S. energy strategy will bear on Canada, given our close energy linkage to the United States through the Free Trade Agreement.

Chapter Four

Public Policy Considerations

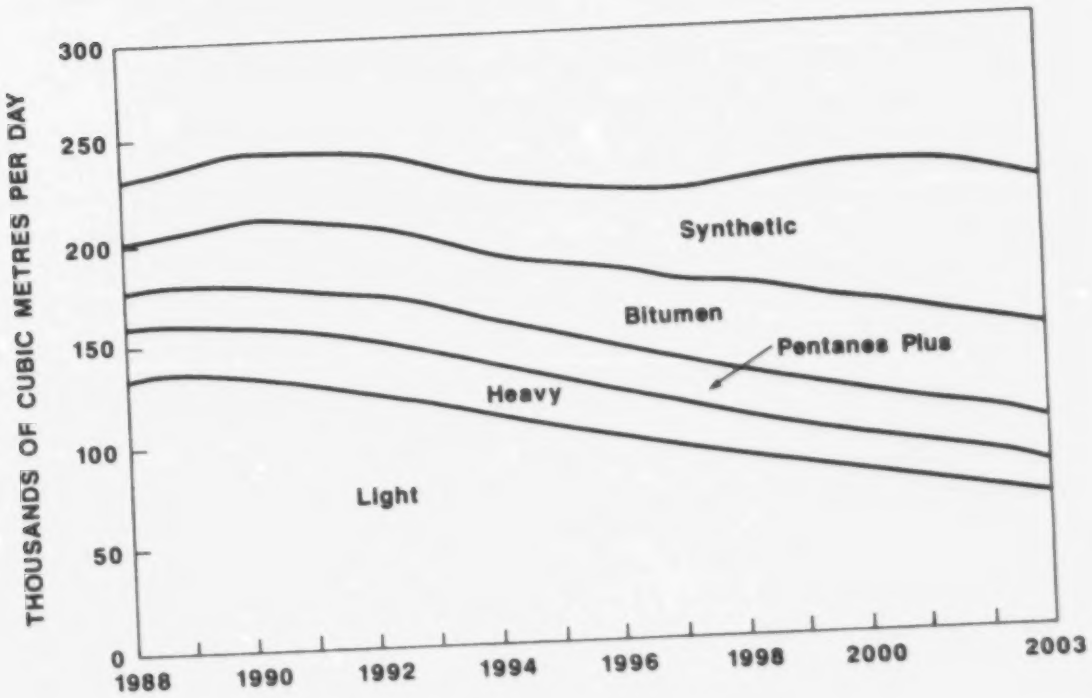
A. Security of Energy Supply

Canada is fortunate in having a wide range of conventional and renewable energy sources that it can call upon for its energy needs. Nonetheless, oil remains Canada's most important energy commodity and will maintain this position for some years to come. While ample in volume, the overwhelming share of Canada's oil resource takes the form of bitumen contained in the oil sands of Western Canada. Bitumen is costly to extract and expensive to process into usable petroleum products. The fact that sizable portions of both of Canada's operating integrated oil sands plants, Suncor and Syncrude, are for sale suggests the difficulty of realizing adequate profits from exploiting heavy hydrocarbons in today's oil market.

The production of conventional light oil is in decline in Western Canada. According to the projections of the Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB), conventional light crude output is expected to fall from 138,000 cubic metres per day in 1988 to 70,000 cubic metres per day or less in 2003, the end of the forecast period. The ERCB expects, however, that the total supply of Alberta oil will remain relatively constant over this period, with synthetic crude and non-upgraded bitumen output rising to offset the decline in light crude production. This forecast is predicated on rising oil prices (implying a sufficient degree of discipline in OPEC to control output), a continuing increase in U.S. domestic demand relative to domestic oil production, and little impact by alternative energy sources on oil's share of Canadian energy use. A return to the depressed prices of 1986 would cause Canadian oil availability to be lower than forecast because development of high-cost oil resources would be impeded. On the other hand, a pricing regime higher than that anticipated by the ERCB would encourage the development of new and higher-cost sources of supply. Figure 16 displays the intermediate pricing regime ("Base Case 2"), which assumes an average real increase in the price of crude oil of 3% yearly through 2003.

The Canadian Energy Research Institute (CERI) has projected Canadian crude oil supply and demand balances to the year 2008, in base case, high price and low price scenarios. Canada's domestic shortfall of light crude oil persists throughout the forecast period in both the base case and low price case. Under the high price assumption, Canada's production of light oil rises above domestic demand at the end of the forecast period. For the overall supply/demand situation, the CERI analysis indicates that Canada may again become a net importer of oil by the mid-1990s. Beyond the year 2000, the analysis indicates the strong possibility that Canada will be a net oil-importing nation.

Figure 16: Total Supply of Alberta Crude Oil and Equivalent as Projected by the ERCB, Base Case #2, 1988-2003



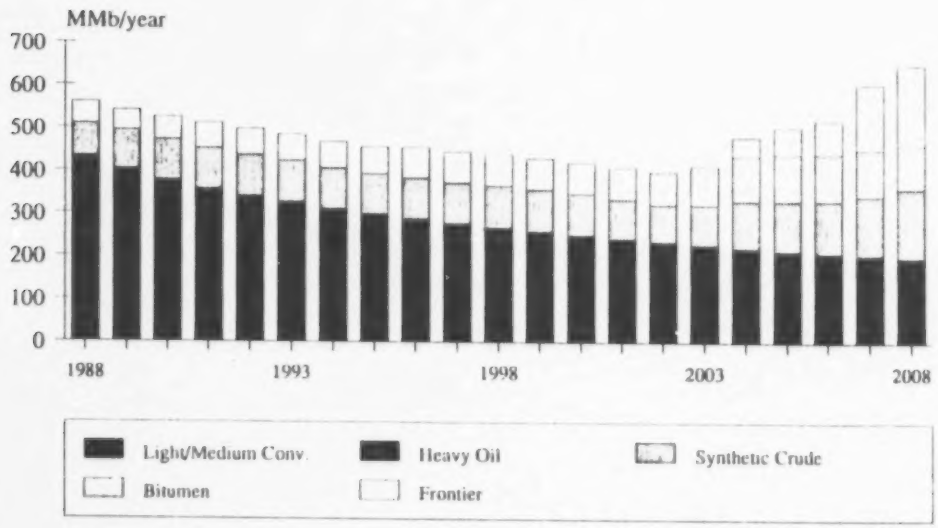
Source: Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta Oil Supply, 1988-2003*, Report 88-E, Calgary, December 1988, p. 53.

Figure 17 presents CERI's base case projection, using the intermediate pricing forecast, for all of Canada. CERI appears to be more optimistic about the rate of development of synthetic crude production in Western Canada than the ERCB.

Canada's internal oil supply/demand situation is much less balanced than the nationally aggregated statistics suggest. Responding to the Arab Oil embargo and price shock, the former Liberal Government extended the Interprovincial Pipe Line from its Sarnia, Ontario terminus to Montreal and subsidized the shipment of Western Canadian oil into the Quebec market. With the advent of deregulation under the new Government and the end of transportation subsidies, Western Canadian oil again began to flow south in large quantities into the United States. As they were in the

1960s and 1970s, Atlantic Canada and Quebec have again become dependent on imported oil for a substantial share of their energy requirements. Eastern Canada is less vulnerable to an OPEC-engineered disruption in world oil supply today because it purchases the bulk of its crude oil from the North Sea. Production in the U.K. sector of the North Sea, however, appears to have peaked and output in the Norwegian sector will probably peak in the 1990s. As non-OPEC oil production declines in the longer term, Eastern Canada will be compelled once again to turn to OPEC for the majority of its petroleum needs.

Figure 17: Canadian Production of Crude Oil from All Sources as Projected by CERI, Base Case, 1988-2008



Source: Tanner, James N. and Anthony E. Reinsch, *Canadian Crude Oil: Supply/Demand Balances*, Study No. 31, Canadian Energy Research Institute, Calgary, August 1989, p. 74.

In the case of natural gas, Canada has extensive reserves – approximately 100 trillion cubic feet – but about one-quarter of this gas lies in Canada's frontier regions and is not connected to southern markets.

Over the last two years, exports of natural gas to the United States have risen sharply, driven in part by an increasing public concern about the environmental impact

of energy development which has made it more difficult for American utilities to build large coal-fired generating stations. Much of this new gas moving south is being purchased in long-term contracts for gas-fired cogenerating capacity. The rate at which Western Canada's remaining uncommitted reserves of natural gas are being dedicated to the export market in long-term arrangements is a source of concern to this Committee and one which it addressed in its report, *Natural Gas: 1988*. Given that Canada cannot restrict the flow of natural gas to U.S. buyers under normal circumstances without invoking proportional sharing, the Committee recommended in its 1988 report that core market or "essential service" customers be required to contract their gas requirements for a minimum of ten years. The government has not responded to this recommendation.

Canada's potential for experiencing energy supply problems is not – or should not become – a function of deficiencies in our energy resource base; rather the Committee concludes that should energy supply difficulties arrive in the future, they are more likely to be the product of mismanaging our domestic energy resources and failing to take a long-term view of the importance of energy to Canada's economic, social and environmental well-being. If the cost of developing new energy supplies is the only consideration, then Canada may find itself importing greater quantities of lower-priced foreign oil and leaving higher-cost frontier and oil sands deposits and renewable energy sources undeveloped, reducing our short-term energy self-reliance. This prospect must be weighed against the effects of introducing some degree of economic inefficiency through promoting certain lines of energy development.

B. Canadianization of the Petroleum Sector

The recent history of Canadian ownership and control in the domestic petroleum industry is documented by the Petroleum Monitoring Agency (PMA). That history is presented here in Figures 18 and 19. (The PMA definitions of "ownership" and "control" are given in Appendix C of this report.)

Figure 18 illustrates how Canadian ownership and control have changed since 1980 in the domestic petroleum industry (based on upstream plus downstream revenues). Figure 18 presents ownership and control information based on upstream revenues alone. The data are year-end values and the period covered is the nine years from 1980 through 1988.

In both the total industry and upstream cases, Canadian ownership and control grew from 1980 through 1985. Since 1985, Canadian ownership and control have declined substantially in both the upstream sector and the total industry, although the trends across the total industry have been more divergent.

According to the PMA, three events in 1988 accounted for the major part of changes in Canadian ownership and control: the Amoco Canada takeover of Dome Petroleum, the British Gas partial purchase of Bow Valley Industries, and the Husky Oil takeover of Canterra Energy. Offsetting part of this foreign takeover activity were two

factors identified by the PMA: (1) revenues of foreign-controlled companies declined by 14% compared with a 9% drop in Canadian-controlled companies, having a positive effect on the level of Canadian control; and (2) there was an increase in participation by Canadian investors in publicly-traded, integrated, foreign-controlled companies, which had a positive effect on the Canadian ownership rate.

The **Petroleum Monitoring Agency** was established in 1980 as an independent agency whose Chairman reports directly to the Minister of Energy, Mines and Resources. The PMA's goals "...are to provide the federal government and Canadians generally with comprehensive and objective information on and analysis of the financial performance of the petroleum industry in Canada:

(a) to enable the Government of Canada to better plan and develop policies for the management of Canada's energy supplies and resources, and,

(b) to provide the Government of Canada and Canadians generally with assurances that those policies are being pursued and are effective." [Canada, PMA, 1989, p. 97]

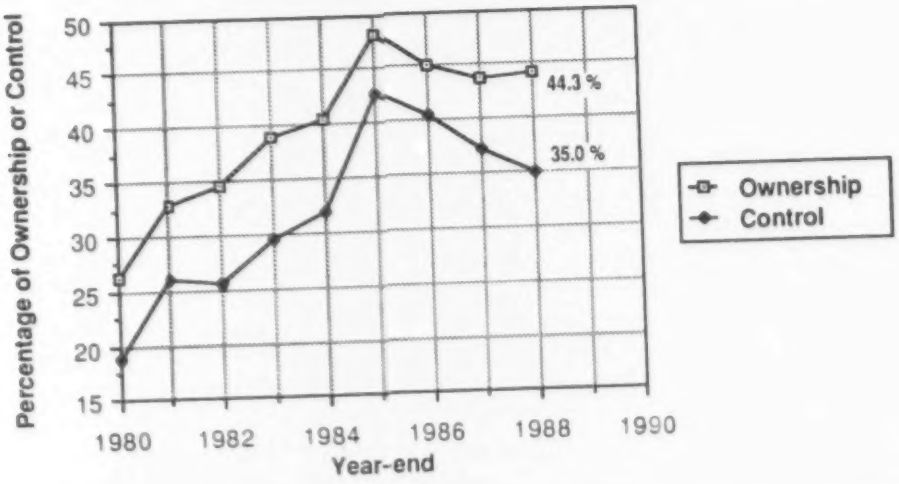
The PMA presents its findings in annual and semi-annual reports. Each corporation engaged in the exploration for, development, refining and marketing of oil and gas, and whose consolidated gross annual revenues or assets exceed $10 million dollars, must report a prescribed array of information to the PMA twice each year.

The PMA states that the petroleum industry's gross revenues covered by its 1988 survey of returns from 127 reporting companies account for 89% of total upstream industry revenues as determined by Statistics Canada. The remaining 11% of upstream industry revenues accrued to companies whose revenues or assets fell below the Agency's reporting threshold. The degree of coverage in 1988 for other performance indicators was: (1) upstream production revenues – 89%; (2) upstream expenditures in Canada – 89%; (3) production volumes of crude oil and gas liquids – 87%; (4) production volumes of marketable natural gas – 92%; and (5) refined product sales volumes – 97%.

Figure 18 indicates that Canadian control of upstream plus downstream revenues fell by 2.4% in 1988, to 35%, while Canadian ownership rose by 0.5% to 44.3%. The increase in Canadian ownership "...was largely the result of an elimination of a minority position held by a foreign-controlled company in a large Canadian-controlled company which had significant downstream revenues" (Canada, PMA, 1989, p. 36). The decline in Canadian control was the result of foreign takeovers.

In Figure 19 the sharper 1988 decline in Canadian control than in Canadian ownership is attributed by the PMA to two factors: (1) there was a relatively small amount of Canadian equity involved in the takeover of one large Canadian-controlled company; and (2) the takeovers of two other companies were partial and affected the ownership level less than the control measure.

Figure 18: Canadian Ownership and Control of the Domestic Petroleum Industry Based on Upstream Plus Downstream Revenues



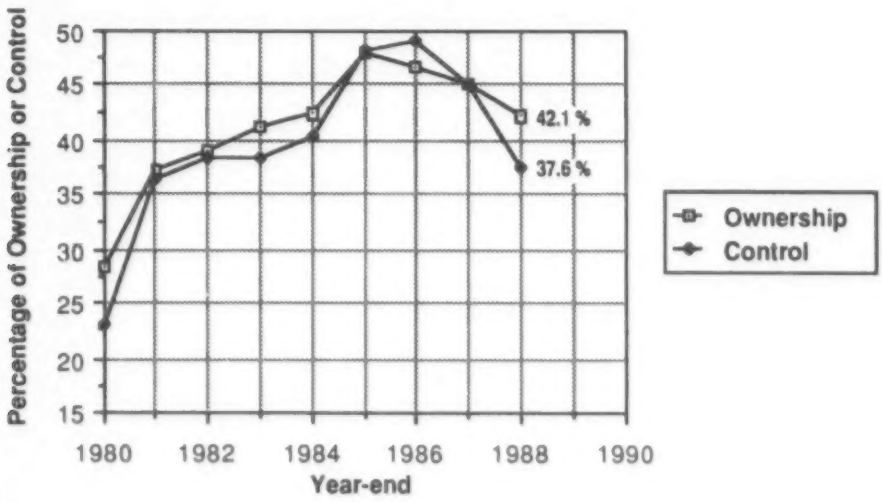
Source: Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry – 1988 Monitoring Report*, Communications Branch, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, July 1989, p. 35.

C. Rationalization of the Domestic Petroleum Industry

The pattern of Canadian energy use changed significantly after the Arab oil embargo and two price shocks. Atlantic Canada and Quebec, which were highly dependent on oil in their primary energy supplies, have made strong efforts to reduce the importance of oil in their energy mix. Quebec has looked to electricity and natural gas as substitutes for oil, while Atlantic Canada has turned more to its indigenous coal resources. Despite these efforts, however, both regions still import substantial quantities of foreign crude, especially North Sea oil.

One of the most dramatic structural changes has taken place in the refining sector, led by the closure of refineries in Quebec. At the time of Petro-Canada's creation, there were seven refineries operating in that province; today there are three. Figure 20 displays the change in Canada's total refining capacity against the growth of Petro-Canada's refining capacity.

Figure 19: Canadian Ownership and Control of the Domestic Petroleum Industry Based on Upstream Revenues Only



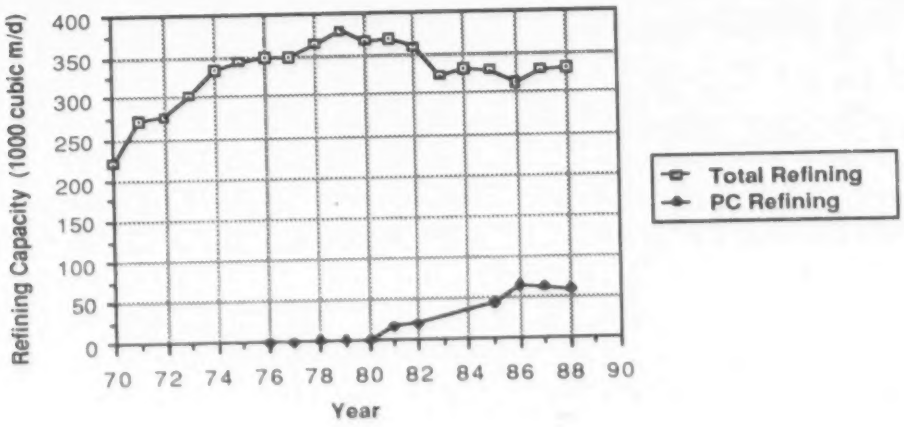
Source: Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry – 1988 Monitoring Report*, Communications Branch, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, July 1989, p. 35.

Petro-Canada has achieved a comparable position in its share of the domestic retail market. At the Committee's request, Petro-Canada provided data on its market share by province, as of June 1989. Those shares are indicated in Table 8. In June 1989, Petro Canada had 3,396 retail outlets across Canada. Of this total, 1,258 were in Western Canada; 1,226 were in Ontario; and 912 were located in Eastern Canada. Of the 3,396 total retail outlets, only 165 were company-owned and operated. A further 649 were operated by retail commissioned agents, 876 by lessees, and 1,706 by independent dealers. (Personal communication, Petro-Canada, 10 January 1990)

D. Relationship with the Federal Government

Petro-Canada is a Crown corporation as defined in the *Financial Administrations Act*. Its shares are held in the name of the Minister of Energy, Mines and Resources in trust for Canada and are not transferable. The Corporation is an agent of Canada and all of its property belongs to Canada.

Figure 20: Canada's and Petro-Canada's Refining Capacity, 1970-1988



Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated, Table 3, Section VIII; Petro-Canada, *Annual Reports*, 1976-88, Calgary.

Table 8: Petro-Canada's Retail Market Share by Province or Territory, as of June 1989

Northwest Territories	11.97%
Yukon	25.22%
British Columbia	20.15%
Alberta	14.57%
Saskatchewan	17.84%
Manitoba	24.86%
Ontario	23.96%
Quebec	17.3%
New Brunswick	12.4%
Nova Scotia	15.0%
Prince Edward Island	7.5%
Newfoundland	6.3%
Average for Canada	**19.75%**

Source: Personal communication, Petro-Canada, 10 January 1990.

The *Financial Administration Act* provides for certain measures of control and accountability for Crown corporations. Petro-Canada is required to submit annually a corporate plan and a capital budget to the federal government for its approval and is required to carry on its business according to that approval. Subject to the *Financial Administration Act*, the Board of Directors is responsible for managing the activities of the Corporation. The Government of Canada appoints the directors, including the Chairman of the Board and the President, and the Corporation's auditors.

> The Government of Canada, if of the opinion that it is in the public interest, may, on the recommendation of the Minister of Energy, Mines and Resources after consultation with the Board of Directors, give a directive to Petro-Canada which the directors are required to implement. This directive power has been exercised on occasion to direct Petro-Canada to engage in certain activities, the major ones being participation in the Syncrude oil sands project, the importation of crude oil from Mexico, the establishment of Petro-Canada International Assistance Corporation and the construction of the demonstration plant for upgrading heavy residual fuel oils at the Montreal refinery.
> (Petro-Canada, 1 February 1990, p. 4)

> Under current Canadian law, if a sale of shares of the Corporation to the public took place, Debt Securities outstanding at the time of the sale would continue to constitute direct unconditional obligations of Canada and payment of the principal thereof and interest thereon would continue to constitute a charge on and be payable out of the Consolidated Revenue Fund of Canada.
> (*Ibid.*, p. 5)

At year-end 1988, total capital, issued to the Government of Canada, consisted of 31,883 common shares with a par value of $100,000 each and 972,771,853 preferred shares with a par value of one dollar each, for an aggregate amount of $4,161 million in share capital. During 1989, the Board of Governors approved the adoption of the successful efforts method of accounting, which resulted in a decrease in retained earnings to a deficit of $1,434 million at 1 January 1989. On 21 February 1990, the Governor in Council approved the surrender for cancellation of 14,343 common shares resulting in a total share capital of $2,727 million.

At year-end 1988, Petro-Canada owed $1,036 million in long-term debt and $974 million in short-term notes payable (including $6 million representing the current portion of long-term debt). At year-end 1989, the Corporation's long-term debt had increased to $1,232 million and short-term notes payable had declined to $716 million (again including $6 million for the current portion of long-term debt). In January 1990, Petro-Canada issued $US 300 million in 20-year debentures to reduce short-term indebtedness.

Petro-Canada differs from the other four NOCS surveyed in the longevity of its chief executive. Maurice Strong, the Corporation's first Chairman of the Board,

recruited then Senior Vice-President Wilbert Hopper to be Petro-Canada's President and Chief Executive Officer (CEO). When Strong left Petro-Canada in 1978, Hopper became the Board's Chairman in his place. Since then, Mr. Hopper has served as Chairman and CEO. PDVSA has had five chief executives since 1975, Statoil has had two since 1972, and JNOC six since 1967. ENI has had 11 presidents since 1953.

Contrasting with the stability of Petro-Canada's chief executive has been the turnover in its Board of Directors. In 14 full years of operation, during which time Petro-Canada's Board of Directors has grown from ten to 15, 41 different people have served on the Board. Mr. Hopper is its only remaining original member. Following the election of 1984, the new government replaced 11 of the 15 Directors on 21 December 1984. Whereas three Deputy Ministers (Energy, Mines and Resources, Finance, and Indian and Northern Affairs) served on the 10-member original Board, today no representative of the federal bureaucracy sits on a Board that is 50% larger.

Chapter Five

A Comparison with Four other National Oil Companies

A. Introduction

In 1970, approximately 70% of world oil trade was handled by seven multinational companies (MNCs) – Exxon (then Esso), Royal Dutch/Shell, Mobil, Texaco, Standard Oil of California, Gulf and British Petroleum, known colloquially as the "majors" or "Seven Sisters". This remarkable degree of corporate control was exercised from three countries: the United States, the United Kingdom and the Netherlands. A decade later, the share held by the multinationals had declined to about 50%. Some of the displaced trade had moved into the growing spot market for oil, in which both the MNCs and national oil companies (NOCs) participate, but a larger share had shifted to markets served by NOCs of the producing and consuming countries. Although countries such as France, Italy and Mexico have a long tradition of intervention in their oil sectors, many of the NOCs originated in the 1970s (for example, Statoil in 1972, Petro-Canada in 1975 and Petróleos de Venezuela in 1975).

The Arab oil embargo of 1973-74 and the accompanying price shock forced industrialized countries to acknowledge their critical dependence on a previously inexpensive and readily available resource. This was especially true of the Western European nations and Japan. Reaction took two forms.

First, "...the embargo made European governments acutely aware of their lack of knowledge about the energy business. They resolved to rectify this situation by further direct participation, which would also enable them to react more effectively to any future crisis" (Grayson, 1981, p. 7). It led as well to the creation of the International Energy Agency (IEA) in 1974 and the adoption of its oil-sharing provisions.

Second, the new circumstances prompted many countries including Canada to adopt "off-oil" policies, substituting other forms of energy such as natural gas, coal and electricity for oil. Quebec, for example, saw hydro-electricity and natural gas as partial substitutes for oil; France embarked on a massive program of nuclear-electric power generation to reduce its dependence on offshore oil. The United States created its Synfuels Corporation whose principal objective was greater use of coal. Energy conservation and alternative energy development also benefitted from this concern about future oil availability. An important element of IEA cooperation has been international collaboration on alternative energy R&D.

National oil companies have been most prominent in OPEC and Western Europe. Despite their importance, however, the term "national oil company" has remained ill-defined. Although the British Government formerly held a majority interest in British Petroleum, for example, the company was allowed to operate as a private enterprise. Grayson (1981, p. 5) suggests that NOCs be defined as "those companies that have been used for national purposes".

In reviewing the mandate and operations of Petro-Canada, the Committee decided it would be instructive to look at the purpose, organization and operations of other national oil companies for similarities with and alternatives to the Canadian approach. The Committee examined the roles that four national oil companies have played in the energy affairs and policy-making of their respective countries: Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA); Japan National Oil Corporation (JNOC); Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) of Norway; and Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) of Italy. Although none is identical to Petro-Canada in mandate and structure, nor do they operate in the same circumstances, they do encompass a range of activities against which Petro-Canada's operations can be considered.

Petróleos de Venezuela was formed to take over foreign interests when Venezuela's substantial oil industry was nationalized in 1975. The Company has since consolidated and expanded its holdings, and is becoming increasingly active internationally. Developing the technology needed to exploit its massive heavy oil and oil sands reserves is an important part of its task.

Japan National Oil Corporation's principal objective is to help secure a dependable, long-term supply of oil for the nation. Created in 1967 as the Japan Petroleum Development Corporation, JNOC cooperates with the Japanese private sector in locating and developing new sources of petroleum. Assistance, which is withdrawn once a project is operational, is limited to equity, loan guarantees and other financial measures. JNOC also carries out petroleum-related research and manages Japan's strategic petroleum stockpile.

Statoil was formed in 1972 after the discovery of large oil and gas reserves in the Norwegian sector of the North Sea. It has developed into a major integrated oil company with growing interests in Western Europe and elsewhere. The Company provided the impetus for the Norwegian shipbuilding and engineering industries to enter the ranks of the world's leaders in the design and construction of cold-water technology and equipment. Statoil supports an extensive R&D program.

ENI is a large Italian energy-based conglomerate with a limited domestic resource base. Created in 1953, ENI has spread its activities in numerous directions both inside and outside the country. It has been used on occasion to serve social and economic purposes, and is responsible for Italy's strategic oil stockpile. In common with the other three NOCs, ENI carries out an active research program.

Before examining the four companies in detail, it is useful to review the major players in the global petroleum industry as a backdrop for the discussion.

B. The World's Major Oil Companies

Petroleum Intelligence Weekly (PIW) has ranked the world's "top 50" oil companies after surveying approximately 100 firms in the non-Communist world. Relative standing was determined by adding the rankings of the companies in each of six operational areas – oil reserves, oil production, gas reserves, gas production, product sales, and refining capacity – to determine an aggregated standing. The results are summarized in Table 9.

Table 9: The Top 50 Oil Companies in 1988, Based on a Ranking by Six Operational Criteria

Overall Rank	Company	Country	Individual Rankings					
			Reserves		Production		Refining Capacity	Product Sales
			Liquids	Gas	Liquids	Gas		
1	*Saudi Aramco*	*Saudi Arabia*	*1*	*2*	*1*	*6*	*9*	*7*
2	Royal Dutch/Shell¶	Neth/UK	11	13	7	1	2	1
2	Exxon¶	USA	12	12	6	2	1	2
4	***PDVSA***	***Venezuela***	***6***	***6***	***5***	***12***	***6***	***8***
5	*NIOC*	*Iran*	*4*	*1*	*4*	*10*	*21*	*18*
6	Chevron¶	USA	16	22	13	7	3	6
6	Mobil¶	USA	17	18	19	4	4	5
8	British Petroleum	UK	13	21	8	19	5	4
9	Texaco	USA	19	25	11	8	7	3
10	*KPC*	*Kuwait*	*3*	*11*	*9*	*29*	*13*	*14*
11	Amoco	USA	21	19	17	5	11	10
12	*Pemex*	*Mexico*	*7*	*8*	*3*	*46*	*8*	*12*
13	*Pertamina*	*Indonesia*	*15*	*10*	*15*	*9*	*15*	*25*
14	*Sonatrach*	*Algeria*	*10*	*5*	*10*	*3*	*34*	*33*
15	Arco	USA	18	23	18	14	19	19
16	***ENI***	***Italy***	***25***	***20***	***27***	***13***	***14***	***13***
17	*INOC*	*Iraq*	*2*	*7*	*2*	*31*	*40*	*36*
18	*Libya NOC*	*Libya*	*8*	*15*	*14*	*35*	*37*	*39*
19	*Elf Aquitaine¶*	*France*	*29*	*33*	*23*	*15*	*27*	*30*
19	Du Pont (Conoco)§¶	USA	30	36	24	20	26	21
21	*Adnoc*	*UAE*	*5*	*4*	*16*	*21*	*58*	*55*
22	*NNPC*	*Nigeria*	*9*	*9*	*12*	*52*	*35*	*50*
23	*EGPC*	*Egypt*	*22*	*24*	*22*	*37*	*32*	*32*
24	Unocal	USA	34	28	33	17	31	29
25	*Petrobras*	*Brazil*	*20*	*35*	*21*	*...*	*10*	*9*
26	USX (Marathon)§	USA	35	34	36	18	24	28
27	*YPF¶*	*Argentina*	*26*	*16*	*26*	*11*	*36*	*61*
27	Phillips Petroleum¶	USA	33	32	25	16	43	27
29	*Total CFP*	*France*	*47*	*76*	*31*	*24*	*12*	*11*
30	Petrofina	Belgium	46	42	43	38	22	20

Table Continues...

Table 9: The Top 50 Oil Companies in 1988, Based on a Ranking by Six Operational Criteria *(Continued)*

Overall Rank	Company	Country	Individual Rankings: Reserves Liquids	Reserves Gas	Production Liquids	Production Gas	Refining Capacity	Product Sales
31	*ONGC¶*	*India*	*14*	*17*	*20*	*23*	...	...
31	*OGPC¶*	*Qatar*	*23*	*3*	*30*	*30*	*65*	*71*
33	Amerada Hess	USA	41	46	40	33	25	37
34	*Petronas*	*Malaysia*	*27*	*14*	*32*	*26*	*71*	*63*
35	Sun	USA	62	72	39	28	18	17
36	***Petro-Canada***	***Canada***	***40***	***37***	***45***	***34***	***38***	***46***
37	*Ecopetrol*	*Colombia*	*28*	*39*	*35*	*57*	*50*	*53*
38	BHP Petroleum§	Australia	36	29	38	32	63	67
39	*Indian Oil*	*India*	*44*	*47*	*54*	*70*	*33*	*26*
40	***Statoil***	***Norway***	***31***	***49***	***29***	***49***	***59***	***60***
41	*PDO (State)*	*Oman*	*24*	*31*	*28*	*64*	*64*	*68*
42	*Banoco*	*Bahrain*	*63*	*27*	*61*	*25*	*52*	*52*
43	Occidental	USA	37	40	34	22	...	...
44	Oryx	USA	39	44	42	27	...	...
45	Veba Oil¶	West Germany	38	52	44	66	60	43
45	*Repsol¶*	*Spain*	*51*	*75*	*41*	*71*	*30*	*35*
47	*Petroecuador¶*	*Ecuador*	*32*	*41*	*37*	*76*	*62*	*66*
47	*Norsk Hydro¶*	*Norway*	*42*	*30*	*64*	*40*	*68*	*70*
49	*TPAO*	*Turkey*	*53*	*66*	*68*	*75*	*20*	*34*
50	Ultramar	UK	67	38	69	36	53	58

Notes: (a) Companies whose entries are in *italics* are state-owned. These companies are wholly state-owned, with the exceptions of Elf Aquitaine (60%), Total CFP (40%) and Norsk Hydro (51%).
(b) Companies whose entries are in **bold print** are national oil companies selected for review in this report.
¶ Ties in the aggregated standing are indicated by equal rankings.
§ Energy segments of these companies only.

Source: "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 December 1989, p. 4.

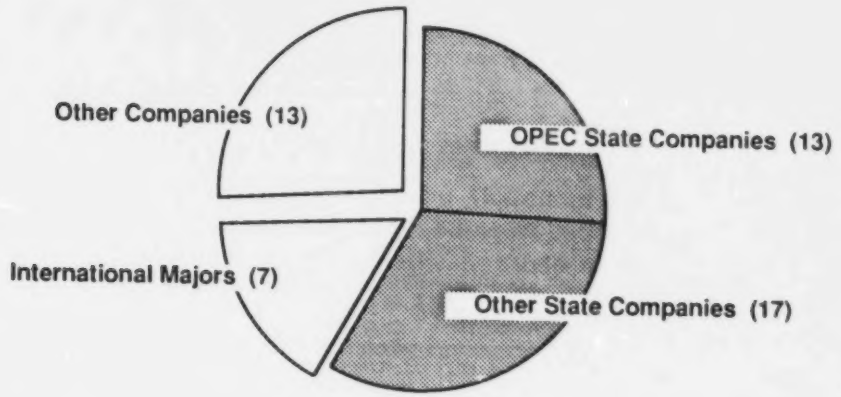
Petróleos de Venezuela (ranked #4), ENI (#16), Petro-Canada (#36), and Statoil (#40) are members of this group; JNOC is not an operational oil company. Petro-Canada in 1988 ranked 40th in oil reserves, 45th in oil production, 37th in gas reserves, 34th in gas production, 38th in refining capacity, and 46th in product sales.

PIW also determined 1988 company rankings by assets, revenues, net income and number of employees. Although Petro-Canada stood 35th in value of assets ($US 6,997 million, prior to its revaluation of assets in 1989) and 42nd in number of

employees (7,373), it stood only 54th in revenues ($US 3,901 million) and 53rd in net income ($US 76 million). PIW observes, however, that rankings based on financial information are less meaningful than those derived from operational data because accounting practices vary widely and because PIW is unable in some cases to obtain company information regarding assets, revenues and net income. Although PIW uses secondary sources and estimates where necessary to arrive at revenue figures for all 50 companies, it has been unable to provide data on assets and net income for 13 of the top 50 companies. Thus one can only infer that, relative to the other ranked oil companies, Petro-Canada's assets have not performed as well on average.

Among the PIW top 50 companies, national oil companies outnumber private-sector companies by 30 to 20. Figure 21 displays the breakdown of the 50 companies at two levels: (1) the NOCs (shaded segments) versus the private-sector companies (unshaded segments); and (2) the NOCs subdivided into OPEC state companies and other state companies, and the private-sector companies subdivided into the international majors and other commercially-held oil companies.

Figure 21: The Composition of the Top 50 Oil Companies

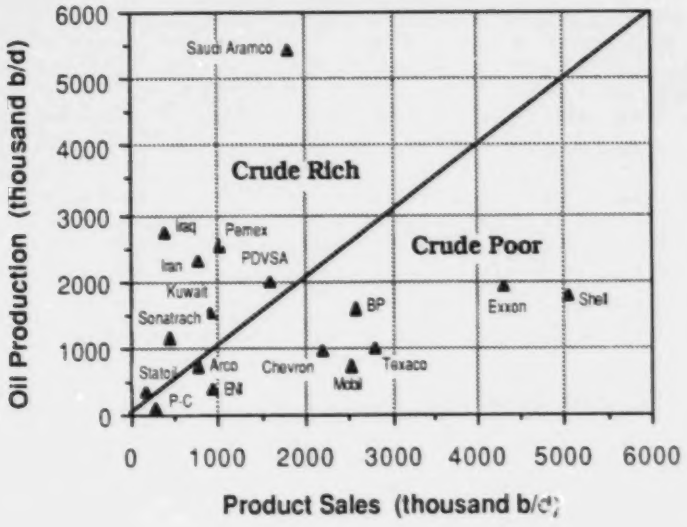


Source: "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 December 1989, p. 8.

The PIW analysis also reveals a fundamental split in the international oil industry. Most of the companies fall well short of "full integration" which PIW defines as a balance between upstream and downstream operations; that is, oil production and product sales are seldom close to balancing within any given oil company. Most of the

larger NOCs are oriented towards the production side of the business (they are "crude-rich"), whereas the international majors, having lost their foreign oil-producing concessions, are primarily oil refiners and marketers (they are "crude-poor"). Figure 22 displays this lack of balance with representative examples.

Figure 22: The Lack of Balance in Oil Production and Product Sales for Selected Oil Companies



Source: "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 December 1989, pp. 1 and 4.

Arco is the most balanced or "integrated" company represented in the listing. Among the five companies examined in this study, Petróleos de Venezuela comes closest to the PIW notion of a fully integrated company. In 1988, PDVSA's oil output was equivalent to 125% of its petroleum product sales; Statoil's output was 234% of product sales. On the crude-deficient side, ENI's production was 41% of sales and Petro-Canada's production was 38%. JNOC does not enter into this discussion because it has no operational component.

Given the crude-short positions of the majors, the growing international influence of the large NOCs in producing countries is virtually assured in the 1990s. The 30 state companies in Table 9 control more than 90% of the oil reserves of the entire group. The ten largest holders of natural gas reserves outside of the Communist

bloc are OPEC members, except for Mexico's Pemex, and accounted for more than 70% of non-Communist proved gas reserves at year-end 1988. In the words of PIW:

> In essence, the largest state companies are the future of oil production, with reserves-to-production ratios that far exceed those of the international majors and others. For example, almost all of the largest national oil companies can produce for 50-200 years at current rates, while the international majors only have 8-14 years of supply. And with programs already under way in most of the Gulf countries to substantially boost reserves and output capacity, the gap between the large state firms and the rest of the industry is likely to widen...
>
> If natural gas is truly the fuel of the future, as many believe, the large national oil companies definitely have the high ground. Although production is now dominated by international majors, other commercially held companies and smaller state firms, the big government-owned oil companies hold the bulk of the reserves...The four largest [non-Communist holders of gas reserves] – Iran's NIOC, Saudi Aramco, Qatar's QGPC and Abu Dhabi's Adnoc – hold more than 50% outside the communist countries.
> (PIW, 11 December 1989, p. 3)

C. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)

Background

Venezuela began producing oil before World War I. By 1928 it had become the world's second largest producer after the United States and the leading exporter. Development of the Lake Maracaibo fields began in the 1930s and concessions were granted to foreign oil companies. Until 1935, these companies were able to operate almost unhindered by the government. Falling oil prices in the mid-1930s, however, prompted the Venezuelan Government to raise royalty rates and taxes. By 1958 the profit- sharing ratio was 65/35 in favour of the Venezuelan State.

In 1960, the year Venezuela helped found OPEC, the state-owned Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) was established and given control over part of the domestic oil market. Several service contracts with foreign companies were subsequently signed and CVP operated in partnership with them. The government extended control over the petroleum industry in 1971, enacting the *Hydrocarbons Reversion Law* which placed additional constraints on the operations of foreign companies and stipulated that all concessions would revert to state ownership as existing licences expired. (U.S., DOE, 1977)

In 1974, a new Venezuelan Administration was determined to take advantage of OPEC's aggressive pricing policies and, on 29 August 1975, passed legislation reserving the petroleum industry to the state. Nationalization with compensation

became effective 1 January 1976 and the largest pool of U.S. investment in Latin America passed to state control. A national oil company, Petróleos de Venezuela, S.A., was created to manage the assets of the 13 foreign concessionaires acquired through nationalization and of CVP, the original state-owned oil company. In several reorganizations ending in 1986, the 14 former operating units were consolidated into three fully integrated subsidiaries of PDVSA.

Petróleos de Venezuela is described as the largest company in the Third World and Venezuela's economic well-being is profoundly dependent on the operations of its state oil enterprise. Sales in 1988 totalled $US 9.5 billion and foreign exchange earnings were $US 8.2 billion. Venezuela's oil industry in 1987 accounted for 58% of government revenue and 85% of foreign exchange earnings. PDVSA generates about one-fifth of Venezuela's GNP.

The Corporation is heavily taxed. The applicable income tax rate in 1988 was 67.7% (less a reduction of up to 2% of taxable income for new investments) and a tax of 16 2/3% is applied to liquid hydrocarbon production. A tax is also levied on the export value of hydrocarbons; in 1988, the export tax was set at 20% of the average realized sales price per barrel.

PDVSA's total income in 1988 was $C 3.61 billion (Bs 137.9 billion, converted at an exchange rate of one Canadian dollar to 38.2 Bolivars). After deducting costs and expenses of $C 1.12 billion, exploitation tax of $C 0.62 billion, and income tax of $C 1.48 billion, net income was $C 387 million. Total assets at year-end 1988 amounted to $C 4.9 billion; total equity was $C 4.2 billion. (PDVSA, 1989, pp. 58-59)

Mandate

PDVSA's mandate is set out in Decree No. 1123 of 30 August 1975, the main provisions of which follow.

PDVSA's **purpose** is to plan, coordinate and supervise the activities of the companies it owns, and to ensure that they carry out reliable and efficient operations with regard to exploration, extraction, transport, manufacture, refining, storage, sale and all other pertinent activities involving oil and other fossil fuels. In carrying out these responsibilities, the Corporation is to be governed by the *Organic Law reserving the Fossil Fuel Industry and Trade for the Government* of 1975 which nationalized foreign-owned petroleum holdings in Venezuela.

The Corporation was established with an initial **capital** of $C 65.4 million (2.5 billion Bolivars). To year-end 1988, the Corporation's subscribed capital had grown to $C 3.36 billion. PDVSA also received the bulk of the expropriated foreign assets, which the U.S. Department of Energy estimates to have been worth up to $US 5 billion.

There are nine **Directors** appointed by the President of the Republic, one of whom is a representative of the employees. The Chairman and Vice Chairman are designated

by the President, preferentially selected from existing members of the Board. The term of office is four years.

Regarding PDVSA's **finances**, the Board is responsible for examining, approving and coordinating the investment and operations budgets of affiliated companies and agencies. The Board presents the annual report on operations, the balance sheet and the statement of profit and loss at the General Stockholder's Meeting. It plans the Corporation's activities and evaluates the results of PDVSA's decisions. The principal Controller (and a substitute) is appointed at the annual stockholder's meeting for a term of one year, and may be reappointed. His powers are those set out in the Venezuelan Business Code.

Relationship with the Venezuelan Government

The Venezuelan Government is the Corporation's sole shareholder and is responsible for the overall direction and management of the Corporation. Meetings are chaired by the Minister of Mines and Fossil Fuels (now the Minister of Energy and Mines). The Government is also represented by such other ministers as are designated by the Venezuelan President. Decisions taken at these meetings are binding on the Corporation.

Petroleum policy comes from the Ministry and is interpreted by PDVSA in joint discussions. PDVSA provides the overall corporate planning and the individual companies submit budgets to PDVSA for approval, following which the budgets are presented to the government for approval. Although state-owned, PDVSA is commercially managed; it is not a social enterprise.

Organization

PDVSA is the holding company for Venezuela's petroleum industry and operates through 13 subsidiaries, grouped according to the five activities shown in Figure 23. PDVSA and its subsidiaries constitute a fully integrated energy corporation – oil, natural gas, petrochemicals, bitumen and coal – of major dimensions.

Three fully integrated oil companies – **Corpoven**, **Lagoven** and **Maraven** – carry out petroleum exploration, production, refining, marketing, exporting and overland and marine transportation. They compete in achieving corporate objectives, for company resources, and in service to the public; they do not compete in retail pricing, which is set by the government. Lagoven's maritime transport system is Venezuela's largest shipping line.

Pequiven operates the Venezuelan petrochemical industry through wholly-owned facilities and in partnership with national and foreign investors. A continuing expansion in petrochemical production is aimed particularly at adding value to Venezuela's substantial reserves of natural gas.

Figure 23: Corporate Structure of Petróleos de Venezuela

Source: Petróleos de Venezuela, S.A., *Annual Report 1988*, Caracas, April 1989, pp. 2-3; and notes supplied by PDVSA on Bariven, S.A..

Palmaven, created in 1987, distributes fertilizers in the Venezuelan market and provides technical assistance to agriculture. The domestic use of fertilizers is subsidized and Palmaven is compensated for the reduced sales prices.

Carbozulia became a PDVSA subsidiary in 1986 and is responsible for the commercial production of coal from the Guasare fields of western Venezuela. In a joint venture with ARCO Coal Corporation and AGIP Carbone (a member of the ENI Group), PDVSA is expanding production for the international market.

Bitumenes Orinoco (Bitor), established in 1988, is responsible for developing and marketing bitumen from the Orinoco Belt. Bitor has constructed a facility to produce "Orimulsión", a nonconventional fuel consisting of 70% bitumen and 30% water, which it has begun marketing in Europe in partnership with BP Bitor Ltd.

Intevep carries out research and development for the PDVSA group, concentrating its activities on the handling and upgrading of heavy and extra-heavy crudes and on nonconventional fuels.

Interven manages PDVSA's international program, providing specialized services for downstream investments in the United States and Europe. PDVSA has four overseas joint ventures.

(1) PDVSA owns 50% of Nynas Petroleum of Sweden, which operates two refineries in Sweden and one in Belgium. This provides a marketing channel for 40,000 barrels/day of Venezuelan heavy crudes to be refined into lubricants and asphalt products and marketed in Europe.

(2) PDVSA and Veba Oel each own 50% of Ruhr Oel GmbH, operating three refineries in West Germany through which PDVSA has the right to process approximately 145,000 barrels of crude oil per day. Veba markets the resulting petroleum products and petrochemicals in Germany, crediting PDVSA with the proceeds after deducting its refining, transportation and marketing costs.

(3) PDVSA and The Southland Corp. each hold a 50% interest in Citgo Petroleum Corp., operating the Lake Charles refinery in the United States. PDVSA has the right to process 130,000 b/d of heavy, high-sulphur crudes and intermediate products, with the possibility of increasing the volume to 200,000 b/d. Citgo distributes to about 8,000 service stations in the United States.

(4) PDVSA owns 100% of Champlin Refining Company and its Corpus Christie, Texas refinery, purchased from Union Pacific Corporation. It has a contract to supply 140,000 barrels of crude oil and intermediate products per day, with the possibility of raising this to 160,000 b/d. Champlin markets unbranded products through independent terminals in the United States.

PDVSA has signed a letter of intent with UNOCAL Corporation to operate a joint refining, distribution and marketing company based on an existing refinery in the

Chicago area and almost 4,000 branded outlets. PDVSA would supply this refinery with 135,000 b/d of Venezuelan crude. The Corporation has also signed a letter of intent with British Petroleum to establish a joint-venture marine bunkering business in the United States and northern Europe, which would provide Venezuela with an outlet for 60,000 b/d of high-sulphur oil.

These initiatives illustrate PDVSA's strategy for ensuring long-term foreign markets for Venezuela's crude oil and for generating greater downstream profits through value-added sales..

Refineria Isla was established to manage operations at a leased refinery and marine terminal in Curaçao. This refinery operates exclusively on Venezuelan oil and can process up to 300,000 barrels of crude per day.

Bariven is responsible for the international purchase of equipment and materials not available in Venezuela. Bariven buys on behalf of the Venezuelan petroleum, petrochemical and coal industries, centralizing this function for quality control, timely delivery and minimum cost.

PDV (USA) in New York and **PDV (Europe)** in London are market intelligence centres providing analysis, liaison and support services.

PDVSA operates a specialized education centre responsible for managerial development and staff training for the Corporation's 45,000-employee workforce.

Activities

Venezuela's oil output averaged 1.9 million b/d in 1988, up 204,000 b/d over 1987. Natural gas liquids production of 98,000 b/d brought total 1988 liquid hydrocarbon production to 2.0 million b/d. Of particular note, the output of light and medium crude oil rose by 198,000 b/d (an increase partially offset by reduced heavy crude production).

Venezuela deliberately maintains productive capacity above the level of output. Through exploratory and development drilling, well reworking and enhanced recovery, productive capacity was boosted by 522,000 b/d in 1988 to 2.67 million b/d, compared to actual output of 1.90 million b/d. This surplus capacity gives Venezuela the latitude to blend its export crudes for particular refinery requirements and to boost production on short notice in the event of disturbances in international oil supply.

Natural gas production reached 3.7 billion cubic feet/day (3.7 Bcf/d) in 1988, of which 1.2 Bcf/d was reinjected for reservoir repressuring and 2.1 Bcf/d was consumed within Venezuela for petrochemical production and refinery use.

At year-end 1988, Venezuela's proved reserves of conventional crude oil were assessed at 58.5 billion barrels, a net increase of 420 million barrels over 1987.

Proved reserves of natural gas amounted to 101.5 trillion cubic feet (101.5 Tcf), a net increase of 710 Bcf over 1987. Venezuela's huge deposits of heavy oil and bitumen in the Orinoco Belt are thought to contain about 270 billion barrels of oil, of which 12 billion barrels is considered recoverable under current conditions.

Venezuelan refineries processed an average of 945,000 b/d of crude oil in 1988 and the Curaçao refinery processed an additional 190,000 b/d. Domestic refining capacity totals approximately 1,250,000 b/d, to which the Curaçao refinery adds 300,000 b/d. Venezuela's interests in U.S., West German, Swedish and Belgian refineries contribute another 500,000 b/d of capacity. Total PDVSA refining capacity, national and overseas, enabled Venezuela to process 82% of its total crude oil production in 1988, compared to 77% in 1987.

During 1988, Venezuela exported an average of 1.65 million b/d of crude oil and refined products. Product sales totalled 1.24 million b/d and sales of crude oil to third parties accounted for 0.38 million b/d. Thus three-quarters of Venezuela's oil export was in the form of products. Of the products exports in turn, 52% was distillates, gasoline and other high added-value material.

PDVSA's downstream activities abroad focus on further development of existing joint ventures and on identifying new investment opportunities. Particular attention is given to maximizing flexibility and yields in refining and petrochemical operations, rationalizing existing distribution and marketing channels, developing new markets and reducing costs.

Venezuela is a member of the San José accord which guarantees a supply of up to 130,000 b/d of oil from Mexico and Venezuela to nine countries in Central America and the Caribbean. PDVSA receives payment on commercial terms with the cost of any concessions being met by the Department of Finance. The Corporation provides no other form of assistance to developing countries.

Comments

PDVSA operates much as a private company, even though owned by the Venezuelan Government. Its legislation nonetheless places it firmly under government control, through the selection of its Board of Directors by the Venezuelan President and through binding decisions taken at shareholder's meetings chaired by the Minister of Energy and Mines.

The Committee did not obtain specific information about the system of financial control, except that PDVSA is reviewed by private auditors. Unlike the other NOCs surveyed in this study, PDVSA does not appear to have legislative provisions reserving a role for the government in its operations.

PDVSA is expanding its operations overseas and surplus domestic oil production is key to this initiative. Refining and petrochemical investments abroad

ensure market outlets for oil production and value-added sales. The Corporation now processes more than four-fifths of its crude oil output through its own refineries in Venezuela and elsewhere. PDVSA is expanding domestic petrochemical production, with the intent of adding value to its rising natural gas output.

PDVSA emphasizes the development of new technology, especially to expand market opportunities for Venezuela's huge resources of heavy oil and bitumen. The Corporation has successfully tested a bitumen-water emulsion as a boiler fuel in several countries, including Canada. PDVSA sold 50,000 b/d of Orimulsión in 1989 on a trial basis and is hoping to develop substantial sales in Europe by the mid-1990s.

PDVSA has a program of substituting domestic purchases of equipment and supplies for import purchases. Working groups oversee more than 100 import substitution projects for such products as valves, tubing, rotary equipment, chemicals, drilling equipment and instrumentation. From 1984 through 1988, PDVSA spending on domestic goods increased by approximately 250%. These measures to strengthen, integrate and rationalize the Venezuelan manufacturing sector are also expected to encourage penetration of export markets. Similar efforts are proceeding to source engineering and technical services within Venezuela.

Petróleos de Venezuela appears to have developed a highly-coordinated and far-sighted strategic plan to position itself solidly in the international oil market, while strengthening its domestic base of operations.

D. Japan National Oil Corporation (JNOC)

Background

Government and business have a long-standing, close working relationship in Japan. In the 1950s, Japan rebuilt its war-damaged petroleum refining and marketing facilities with the assistance of international oil companies. In return, these companies secured long-term contracts to supply the Japanese market. They also gained control of about 75% of Japan's refining capacity. In response, the government passed the *Basic Petroleum Law* in 1962, limiting activities of foreign oil companies and allowing Japanese companies to develop more diversified sources of oil. (U.S., DOE, 1977)

Japan National Oil Corporation (JNOC) was established in October 1967 as the Japan Petroleum Development Corporation (JPDC), at a time when oil's importance as an energy source was growing rapidly. Japan has no significant domestic petroleum resources and depends on imports to meet its growing oil requirements. Securing reliable, long-term supplies of oil is considered vital to the nation's economic and social survival. Japan imports more than 80% of its energy needs and oil accounts for approximately 56% of Japan's total energy demand.

JPDC's functions were limited initially to providing equity capital, loans and loan guarantees for overseas oil exploration projects, and technical guidance to the private

sector. In 1971, exploration on the Japanese continental shelf was added. In 1972, the Technology Research Center was established to collect data, to perform research and to develop technologies in such fields as geology, geophysics, drilling and production. JPDC began in 1972 to provide financing to private oil companies in the form of loans for purchasing oil to augment existing commercial stockpiles.

In 1975, providing equity capital and loans for a joint oil-stockpiling company was added to JPDC's activities. JPDC also started to make equity capital and loans available for oil sands and oil shale projects, and was granted the authority to negotiate directly with oil-producing nations and to acquire exploration rights.

In June 1978, JPDC changed its name to the Japan National Oil Corporation, and began to stockpile oil beyond the 90 days of supply already accumulated by private oil companies. As of mid-1988, JNOC had completed three national stockpiling facilities and had seven under construction. JNOC has carried out geological surveys of overseas resources since 1980. As part of this program, it has conducted geological and geophysical surveys in the seas off Antarctica each year since 1980.

Late in 1988, construction of JNOC's new Technology Research Center complex was completed. This Research Center fulfills four roles:

- performing R&D to generate new technology for oil exploration and production;
- supplying technical services to private companies and others utilizing the research findings and facilities of the Center;
- training to upgrade the skills of Japanese and foreign petroleum engineers; and
- performing joint research with oil-producing countries and cooperating in the exchange of advanced technologies.

The scale on which JNOC carries out its activities is impressive. From 1967 through 1988, the Corporation provided approximately $C 10.8 billion (1,357 billion yen converted at a rate of 125 yen to the Canadian dollar, although the rate was much lower in the 1970s) in equity and loans, and gave loan guarantees amounting to $C 6.4 billion. In 1988, some 25 project companies assisted by JNOC were producing or about to produce gas and oil. About 70 companies were carrying out exploration and development activities, including five on offshore Japanese locations. During 1988, oil production by JNOC-assisted companies totalled 1.3 million barrels/day, of which approximately 427,000 b/d went to Japan and constituted 12.4% of the country's total crude oil imports of 3,448,000 b/d. The government objective is to have 30% of Japan's crude oil requirements supplied from JNOC-assisted sources by 1995.

To the end of fiscal year 1987-88, the Japanese Government had invested $C 9.6 billion in JNOC in the form of equity. An additional $C 25.6 billion had been provided by the government to cover interest and research and development costs. Further funds were received from the sale of debentures, borrowing from government

and private lenders, and from other sources. Total receipts over the period 1967-1988 exceeded $C 100 billion, an amount that emphasizes the importance that Japan attaches to the secure, long-term supply of petroleum. Major expenditures over the period 1967-1988 include $C 48.1 billion for various stockpiling activities and $C 10.7 billion as equity capital and loans for petroleum exploration.

Mandate

JNOC's mandate is set out in Law Number 83, the *Japan National Oil Corporation Law* of 1978. The main provisions of this law are summarized below.

The **purpose** of Japan National Oil Corporation is to secure a stable and economical supply of oil and natural gas for Japan by providing financial assistance for their exploration and development, and by enlarging the national petroleum stockpile.

The **initial capital** of the Corporation was four billion yen (approximately $C 32 million today), to which the government adds as it deems necessary.

The Corporation has a maximum of **ten officers**, including a President, Vice-President and eight Directors, and not more than two auditors. The President and the auditors are appointed by the Minister of International Trade and Industry; the Vice-President and the Directors are appointed by the President, subject to the approval of the Minister. Officers are appointed for a three-year term and may be reappointed.

To fulfill its mandate, the Corporation engages in the following **activities**:

- investing funds in petroleum exploration;
- loaning funds for petroleum development, the loans being limited to foreign governmental agencies;
- guaranteeing funds used for overseas exploration and development activities;
- surveying potential oil- and gas-bearing geological structures;
- acquiring overseas exploration rights where this can only be done by a government agency; and
- loaning funds to construct, fill and maintain the national petroleum stockpile.

JNOC frequently negotiates on behalf of Japanese oil companies with host governments concerning the terms and conditions of exploration interests.

Regarding **financial control**, an annual budget, business program, financial plan and financial statement, including a statement of profit and loss, are prepared for the Minister of International Trade and Industry.

The Corporation may acquire short- and long- term **loans** and issue **debentures** with the approval of the Minister of International Trade and Industry. Liabilities relating

to long-term loans and debentures may be guaranteed by the government.

The Minister of International Trade and Industry **supervises** the Corporation, and may issue orders to JNOC in view of that supervision.

Relationship with the Japanese Government

The Japanese Government is the sole stockholder in the Corporation and exercises its authority through the Minister of International Trade and Industry. The Agency of Natural Resources and Energy, a division of the Ministry of International Trade and Industry (MITI), sets targets for petroleum exploration and production activity by Japanese companies. The Agency advises on the forms of assistance to be used by JNOC in pursuing its objectives, and sets oil stockpiling objectives for the private and public sectors. These objectives are contingent upon the Ministry of Finance accepting the budget for these activities. How JNOC interacts with the Japanese Government, banks and private-sector companies is displayed in Figure 24.

Organization

JNOC's organization can be broken down along three functional lines:

(1) oil and gas exploration and development;

(2) oil stockpiling; and

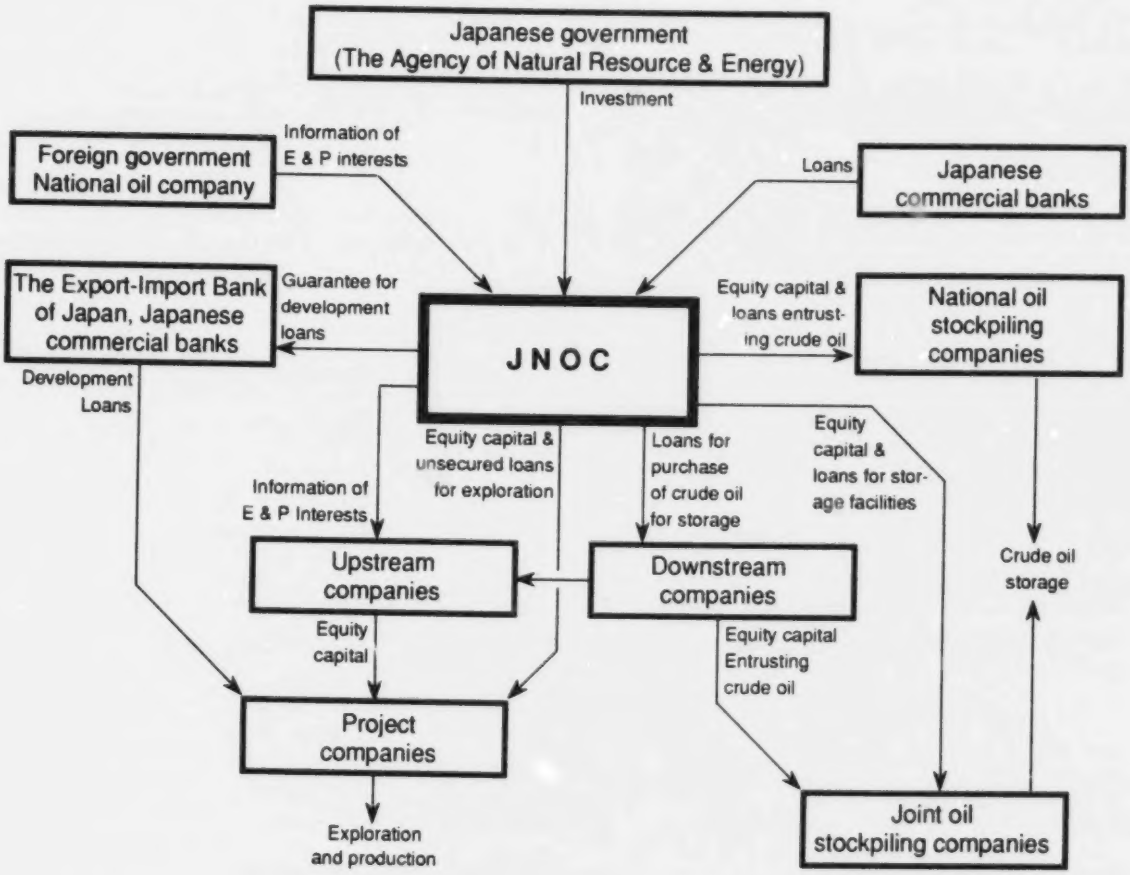
(3) research and development.

As of September 1989, 70 JNOC-assisted project companies were engaged in petroleum exploration in 23 countries and another 25 companies were participants in producing operations. Although the Corporation places a high priority on activity in China and Southeast Asia, its supported companies operate in many parts of the world including Canada (Arctic Petroleum Corp. of Japan (APJC); Canada Oil Sands Co., Ltd. (CANOS); Japan Oil Sands Co., Ltd. (JOSCO); and CANPEX Co., Ltd.).

Petroleum stockpiling in Japan is carried on by JNOC and the private sector. JNOC has provided financial assistance to Japanese oil companies since 1972 to aid their stockpiling efforts and the objective of a 90-day oil supply in the private sector was achieved in 1980. The Japanese Government decided,however, that this level of security was insufficient and directed JNOC in 1978 to begin a supplementary stockpiling program. The national oil stockpile will be contained in ten permanent bases around the country; three of which were operational in 1989. As of September 1988, stockpiling by private companies equated to 99 days of domestic consumption and JNOC's national oil stockpile was equal to 47 days of consumption.

Because Japan's demand for LPG (liquefied petroleum gases) has been rising sharply and about three-quarters of this commodity is imported, the government instituted an LPG stockpiling program in 1981. JNOC also provides loans in support of this program and the objective of a 50-day supply was reached in 1988.

Figure 24: The Interrelated Roles of JNOC and other Institutions Associated with the Japanese Petroleum Industry



Source: Japan National Oil Corporation, *JNOC*, Annual Report, Tokyo, September 1989, p. 3.

JNOC's newly completed Technology Research Center facility is central to the Corporation's objective of improving Japanese petroleum exploration and production technologies. It is also used through its training programs to strengthen relations between Japan and developing oil-producing countries.

To support its various activities, JNOC maintains eight Overseas Representative Offices in London, Houston, Washington, Lima, Paris, Beijing, Bahrain and Jakarta. The Corporation also operates nine Domestic Stockpiling Representative Offices at sites where national stockpiling bases have been established or are under construction. An organization chart for JNOC is presented in Figure 25.

Activities

For practical purposes, JNOC's mandate translates into seven functions.

(1) **Provision of exploration funds**

JNOC provides equity capital and unsecured loans for petroleum exploration conducted by Japanese private-sector companies operating overseas or offshore of Japan, including exploration for natural gas, oil shale and oil sands. Seventy to 80% of a project's cost is underwritten by a company jointly created by JNOC and the Japanese private sector for that project.

(2) **Guarantees for development loans from banks**

When oil exploration is successful and moves to the development stage, the project company borrows development funds from the Export-Import Bank of Japan and from Japanese commercial banks. JNOC can guarantee 60 to 70% of these development loans.

(3) **Conducting geological and geophysical surveys**

If foreign governments or national oil companies so request, JNOC will perform geological and geophysical surveys free of charge. These programs may include surface geological surveys, seismic surveys, stratigraphic wells or technical training. Reports on all survey work are provided to the host country.

(4) **Acquisition of interests for oil exploration**

JNOC directly acquires interests for oil exploration in producing countries where government participation is essential during its preliminary stages. Interests acquired by JNOC are transferred to private companies within a year.

(5) **Conducting and promoting petroleum stockpiling**

To maintain and expand Japan's stockpiles of oil, JNOC assists the private sector by making loans for the purchase of oil for stockpiling and by providing equity capital and loans to joint oil stockpiling companies incorporated specifically to construct and operate additional storage facilities leased to companies storing petroleum. JNOC also operates the national stockpiling program to develop strategic petroleum reserves.

Figure 25: Corporate Structure of Japan National Oil Corporation

Source: Japan National Oil Corporation, *JNOC*, Annual Report, Tokyo, September 1989, pp. 22-23.

(6) **Research and development**

JNOC promotes research and development in petroleum technology through the facilities of its Technology Research Center, established in 1972 with the cooperation of the private sector, and now housed in a new facility.

(7) **Gathering information about global petroleum development**

JNOC gathers information concerning world petroleum development through its representative offices located in eight cities around the world.

Developing Countries

Since 1980, JNOC has performed geological and geophysical surveys in developing countries. This work is not charged for and there is no formal requirement that any oil or gas thereby discovered be shipped to Japan. JNOC's average budget for this activity is approximately $C 20 million annually. There is also provision for trainees from developing countries to attend JNOC's Technology Research Center.

Comments

Like Petro-Canada, JNOC was established to help secure a stable supply of petroleum for the nation. JNOC, however, has a mandate limited to petroleum (Petro-Canada can deal with any aspect of "energy"); its role is facilitative and not operational; and it is not involved in any downstream activities. In some respects, its responsibilities are not unlike those originally ascribed to Petro-Canada.

Apart from being able to act on behalf of the Japanese Government in state-to-state transactions, JNOC is able to reduce the risk to the private sector of less certain, longer-term exploration and development projects. Because its monetary support is intended to be recovered, JNOC's capital minus any losses is eventually freed for subsequent projects. By proceeding only in partnership with the private sector, the Corporation is assured that once started, projects will carry forward without further direct government involvement.

Placement of up to two auditors on the Board of Directors, answerable to the Minister of International Trade and Industry, ensures that financial activities and those activities with financial implications can be monitored on a continuing basis. The requirement that annual budgets, financial plans, and profit and loss statements be submitted to the same Minister provides the Japanese Government with a periodic and detailed review of the Corporation's financial activities and situation.

Integration of JNOC's activities into Japan's overall energy strategy is achieved through the Agency of Natural Resources and Energy, a branch of MITI. The Agency, in setting objectives for petroleum exploration and production and in determining the

amount and nature of the support (in conjunction with the Department of Finance) provided by JNOC to its private-sector partners, exerts a strong influence on the Corporation's activities.

JNOC supports private sector exploration and production activities intended to supply oil and natural gas to Japan within the framework of government energy policy and with full financial disclosure and accountability.

E. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Background

The Norwegian oil industry is an amalgam of several groups: the national oil company Statoil, established in 1972; international oil companies such as Shell, BP, Conoco, Phillips and Elf Aquitaine; the Norwegian electrochemical company Norsk Hydro, which operates as a private-sector company but whose principal shareholder is the Norwegian Government; and Saga Petroleum, a consortium formed by Norwegian private companies engaged in North Sea Operations. (U.S., DOE, 1977)

Norway declared sovereignty over its continental shelf for the purposes of exploiting natural resources in 1963 and began issuing exploration licences that same year. The first production licences followed in 1965 and had no state participation. Beginning in 1969, the state retained an interest in the licences awarded, in the form either of an option to participate directly in a commercial find or of a guaranteed negotiated share of the net profits.

Following a decision of the Norwegian Parliament of 14 June 1972, a national petroleum company, Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) was established with a broad mandate to manage the state's ownership interests in petroleum exploitation. In the nine production licences allocated in the period 1974-76, Statoil retained a 50-55% share with the option of increasing it to 66-75%, depending on the level of production attained. While not required to help with exploration costs, the Company was obliged to contribute its share of development costs should a discovery be made and it wish to participate. This share was in addition to the government's direct financial interest.

Until the 1970s, when oil prices surged and Norway's estimates of recoverable reserves of crude oil and natural gas rose sharply, the country's oil industry had been largely foreign controlled. The Norwegian private sector was not strong and the government looked to Statoil to ensure that it received maximum benefit from rapidly expanding oil and gas production. It also sought through Statoil to extend its involvement in oil-related activities such as pipelining, refining, retailing, petrochemical production and the manufacture of offshore equipment. As Statoil was still short of experienced personnel, Norsk Hydro and Saga Petroleum were also encouraged to participate.

The 1988 operating income for the Statoil group was $C 10.4 billion (NKr 56.3 billion converted at an exchange rate of 5.4 Norwegian kroner to the Canadian dollar). Operating costs amounted to $C 9.3 billion, leaving an operating profit of $C 1.1 billion. After allowance for extraordinary costs (such as the write-down of the Mongstad refinery) and net financial items, the Group's consolidated profit amounted to $C 63 million. Statoil's fixed assets at year-end 1988 totalled $C 9.1 billion.

Mandate

The mandate of Statoil is set out in the Company's Articles of Association, passed by the Norwegian Parliament in 1972. Their main provisions follow.

The Corporation's **purpose** is to carry out the exploration, production, transportation, refining and marketing of petroleum and petroleum-derived products as well as other reasonably related activities, either by itself or in cooperation with other companies.

The **share capital** of the Company is NKr 2,943,500,000 (approximately $C 545.1 million), divided into 29,435,000 shares of Nkr 100 each.

The **Board of Directors** consists of a maximum of nine directors, of which up to six including the Chairman and Vice-Chairman are elected at the annual General Meeting. Up to three additional directors are elected by and among the employees of Statoil in accordance with the requirements of the Norwegian Companies Act. The normal term of office is two years. The Board appoints the Company's President. The Company also has a **Corporate Assembly** consisting of 12 members, eight elected at the General Meeting and four elected by and among the employees of Statoil.

Regarding **financial matters**, the shareholder (the Norwegian Government as represented by the Minister of Petroleum and Energy), the Board of Directors and the Corporate Assembly deal with the following matters at the annual General Meeting:

- adoption of the profit and loss account and the balance sheet;
- the disposition of the annual profit or coverage of loss, and the declaration of dividends; and
- adoption of the consolidated profit and loss account and the consolidated balance sheet.

With respect to **planning**, the Board of Directors is required to submit to an ordinary or extraordinary General Meeting all matters presumed to involve significant political questions of principle, or which may have important effects on the nation and its economy, including:

- plans for the following year or essential changes to those plans;
- plans for longer-term activities;
- plans which necessitate the additional appropriation of government funds;

- plans to participate in the exploitation of petroleum reserves inside or outside of Norway; and
- twice-yearly reports on the Company's activities, including the activities of subsidiaries and important joint ventures with other companies.

The General Meeting decides whether to accept the Board's proposals as submitted, to approve them or to alter them.

The Company is **responsible** for managing and preparing the accounts relating to the Norwegian Government's interests in joint ventures for the exploration for and development, production and transportation of petroleum produced on or in association with the Norwegian continental shelf.

The provisions of the **Norwegian Companies Act** are supplementary to the Statoil Articles of Association.

Relationship with the Norwegian Government

The Norwegian Government holds all of Statoil's equity. Under the provisions of the Norwegian Companies Act, the Minister of Petroleum and Energy determines the membership of the Board of Directors. The Minister also has effective control over the Company's budget, operations and planning, and may call ordinary or extraordinary General Meetings on his own initiative. This control is exercised not only to ensure that the Company acts in accordance with Norwegian energy policy, but also that its activities support, where possible, social and other objectives.

The Office of the Auditor General is empowered to request information needed to verify the Company's financial situation and transactions, both from the administrative head of the Company and from the Board of Directors and the appointed auditor. The Office can, if necessary, examine the accounts of the Company. Parliament can issue rules concerning inspection by the Auditor General's Office of the state's interest in Statoil. The Office must be informed of, and has the right to attend, the General Meeting and certain other meetings of the Company.

Statoil manages the government's direct oil and gas interests. By the mid-1980s, however, Statoil's position had become powerful enough to cause the government to assign part of its holdings to the Department of Finance. The government also replaced the founding President, in part because of alleged responsibility for the heavy losses incurred enlarging the Mongstad refinery. The auditors were replaced on one occasion for opposing the government's wish to provide in Statoil's balance sheet for the eventual cost of removing the fixed, concrete production platforms used in developing some Norwegian fields.

As part of the government's requirement that the petroleum sector provide benefits to all sectors of the Norwegian economy, Statoil worked closely with the

shipbuilding and construction industries to help them supply as much petroleum-related equipment as possible. Thus, for example, the Norwegian share of equipment supplied rose from 30% for the Ekofisk field to 80% for the Gullfaks field.

Organization

The Statoil Group consists of the parent company (Statoil) and 14 subsidiaries in which Statoil owns a controlling interest of at least 50%. These include subsidiaries in Sweden, Denmark, Finland, Belgium, the Netherlands, Britain, West Germany and the United States. The Group's activities include geological and geophysical surveying, exploration, development, production, transportation, refining, marketing and petrochemical manufacture.

Statoil is divided into three Business Units, each under a Company President: (1) Exploration and Production; (2) Refining and Marketing; and (3) Petrochemicals and Plastics. An organization chart for the Statoil Group is presented in Figure 26.

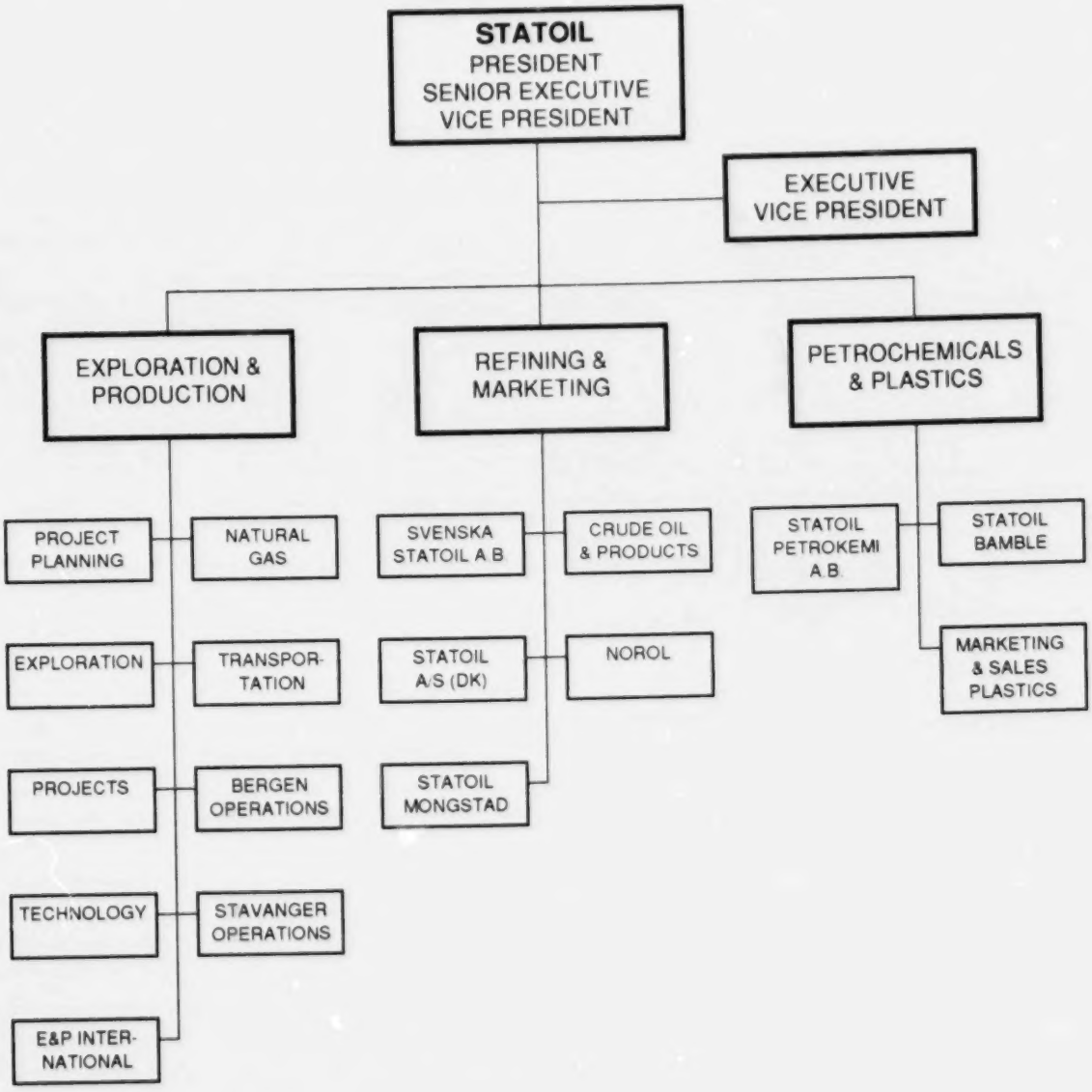
Activities

Statoil's activities can be described under the headings of its three Business Units, together with a research and development function carried out by the various divisions and by the Centre for Research and Development in Trondheim.

1. **Exploration and Production** covers Statoil's upstream activities in Norway and abroad, including petroleum exploration and development, production, transportation systems, gas marketing and international development. In 1988 there were nine producing fields and areas in the Norwegian sector, in which Statoil's financial share varied from 1 to 42% and the government's direct financial interest from 0 to 51%. Remaining recoverable reserves of oil were estimated to be 5.5 billion barrels of oil and 12.6 Tcf of gas. Statoil has a financial interest in several oil and gas transportation systems (and is operator of two), including subsea pipelines connecting Norwegian-controlled offshore fields to Norway, Britain and West Germany. To develop gas markets, planning and negotiations are underway to expand gas sales in Europe and to ship LNG to the United States. Statoil has exploration and production interests in Sweden, Denmark, Britain, West Germany the Netherlands, China and Malaysia; in 1988, Statoil spent 15% of its total exploration budget on international activity. Statoil owns two-thirds of the Kårstø Metering and Technology Laboratory whose activities include the development of improved metering technology at high pressure and for large gas flows.

2. **Refining and Marketing** includes marketing crude oil and products, tanker transportation, and the operation of two refineries and retail stations in Norway, Sweden and Denmark. Recent low operating profits reflect high financing costs and the prolonged shutdown of Statoil's principal refinery at Mongstad.

Figure 26: Corporate Structure of Statoil



Source: Statoil, *Annual Report and Accounts 1988*, Stavanger, Norway, March 1989, p. 4.

3. **Petrochemicals and Plastics** includes the production of petrochemical products and plastics raw materials (especially ethylene and propylene) at facilities in Norway, Sweden and West Germany, and their marketing by Statoil Group subsidiaries in Western Europe.

4. **Research and Development** is carried out by Statoil's various divisions as well as by its Centre for Research and Development, which has the responsibility for coordinating R&D activities throughout the Group. Statoil's main research work centres on: (a) simpler and more economic concepts for deep water exploration, transportation and production; (b) an economically competitive diverless subsea production system; (c) offshore LNG processing and transportation in areas with no infrastructure; and (d) multiphase pipeline systems. Prompted by the Piper Alpha platform disaster in the British sector of the North Sea, Statoil has given a higher priority to offshore safety.

Developing Countries

Statoil has no formal program to assist developing countries explore for and develop their petroleum resources. The Company has assisted in only one instance, in Tanzania where Statoil worked with the Norwegian Development Assistance Agency. There are no announced plans to undertake similar projects in other countries.

Comments

Statoil was established to ensure that Norway, which had no Norwegian-owned upstream petroleum industry, participated to the greatest extent possible in developing the country's substantial offshore petroleum resources. To accomplish this, the Company had to overcome a number of obstacles, including:

- there were few Norwegians with experience in offshore oil and gas exploration and development;

- there were equally few with corporate experience to match that of the major international oil companies with which Statoil would have to work and, in some instances, compete; and

- there were few precedents to guide the policy-makers responsible for ensuring a reasonable rate of development while, at the same time, protecting the Norwegian interest.

In these circumstances, Statoil has come a long way in a relatively short time. It has expanded into a wide range of petroleum-related activities. As a result of close cooperation between Statoil and Norwegian shipbuilding and engineering firms, Norway has become a world leader in certain types of cold-water technologies and equipment. With the exception of the financial setback at the Mongstad refinery, Statoil

has been generally successful in combining its responsibilities as a major oil company and as a policy arm of the Norwegian Government.

The Norwegian Government is closely associated with the Company's operations through the key position of the Minister of Petroleum and Energy and the requirement that Statoil keep the Ministry fully and regularly informed of all important planning and operational matters. The Auditor General has continuing access to the Company's financial records, which also promotes accountability.

F. Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)

Background

Italy is a petroleum-deficient nation in search of reliable new supply. In 1926, as part of Italy's search for oil, the Azienda Generale Italiana Petrolii (AGIP) was formed as a private corporation. Despite an active exploration program, AGIP found no significant deposits of oil in Italy but did acquire interests in Romanian and Iraqi production. It was later incorporated into ENI, the Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), a state-owned company formed in 1953 as a holding company for equities owned by the Italian Government in the petroleum industry. ENI is one of Italy's three major state holding companies and was created in anticipation of the important role that oil would assume in meeting Italy's energy requirements.

The Government's Petroleum Plan called for ENI to become the major supplier of Italy's energy needs, and by 1977 it had become the largest domestic oil company, holding approximately 20% of Italy's petroleum market. The rest of the market was held by private Italian and foreign oil companies, many of which subsequently withdrew because of the unsatisfactory trading conditions.

In addition to being the leading Italian company in oil exploration, distribution and refining, ENI was to be the main agent of government oil supply policy, representing Italy abroad through its various specialized subsidiary companies. It also developed performance standards for the production and procurement of oil and for refining and marketing operations.

Following the oil shocks of the 1970s, ENI's role in ensuring that Italy, which imports about 80% of its energy requirements, had access to adequate long-term supplies increased in importance. To strengthen its position, ENI has moved beyond exploration and production into refining, transportation and marketing.

Net revenues for the ENI group in 1988 were $US 25.4 billion, of which $US 16.4 billion was derived from energy, including coal. Gross profits before taxes were $US 1.3 billion and net profit after taxes was $US 1.0 billion. Total 1988 investment in capital expenditures, intangibles and exploration was $US 3.9 billion, and expenditures in research and development were $US 327 million.

Mandate

ENI's mandate is set out in Law No. 136 of 10 February 1953 as amended, and in Regulations of 22 December 1954.

The **purpose** of ENI, as set forward in 1953, was to promote and carry on undertakings in the national interest in the field of hydrocarbons and natural steam. ENI was subsequently assigned similar responsibilities in the chemical sector and in the nuclear fuel research, fabrication, reprocessing and sales sector as well as in nuclear-related mining, exploration and production activities. Intervention in other sectors is permitted only to the extent that the intervention is instrumental, accessorial or complementary to the basic hydrocarbon, natural steam, chemical and nuclear fuel interests. Such intervention is subject to prior authorization by the Minister of State Holdings. Responsibilities added at later dates include setting up and managing Italy's strategic petroleum reserve, and restoring to sound financial condition or otherwise managing for a limited time several businesses outside the company's statutory scope.

The **initial capital endowment** of ENI was 30 billion lire, an amount since raised to a total of 7,747 billion lire ($C 7.308 billion, converted at an exchange rate of approximately 1,060 lire to the Canadian dollar).

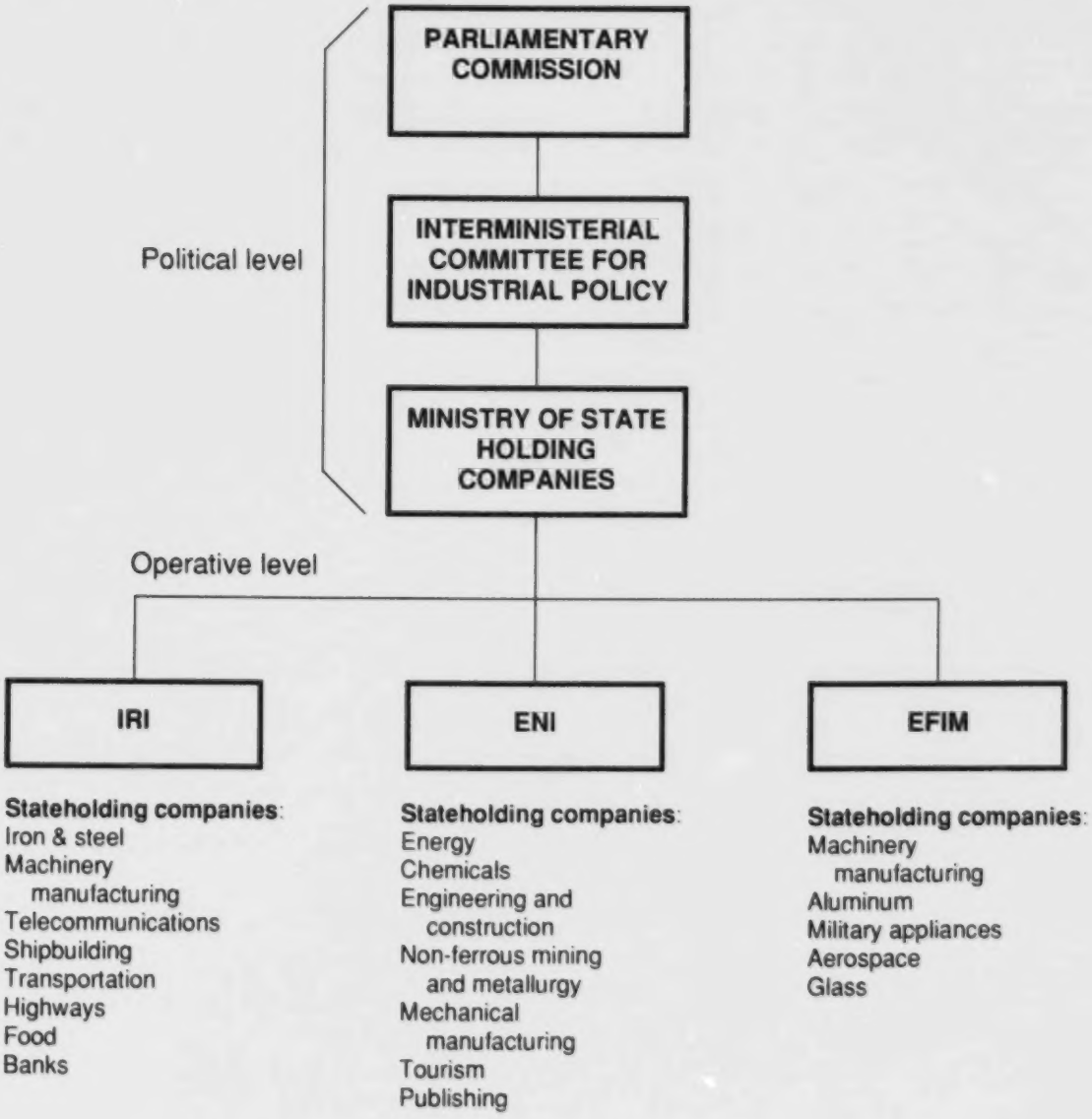
Directors and members of other management boards: ENI has a Board of Directors composed of a Chairman, Vice-Chairman, representatives of the Ministers of Finance (two), State Holdings (two) and Treasury (one), five experts and two employees. Apart from the employee representatives, all are appointed by the Prime Minister at the proposal of the Ministers of Finance, State Holdings and Treasury. There is also an Executive Committee appointed by the Prime Minister at the proposal of the Ministers of Finance and State Holdings, and a Board of Statutory Auditors appointed by the Ministers of Finance, Treasury and State Holdings. ENI Directors and members of the Board of Statutory Auditors hold office for three years and may be reappointed.

The activities of Italy's three major state holding companies, including ENI, are coordinated by the Interministerial Committees for Economic Planning and for Industrial Planning. The Italian state holding organization is outlined in Figure 27.

The Company's **activities** are not specified in its establishing law and supporting regulations in any greater detail than described in the **purpose** above. General directions governing its activities are determined by a Committee comprising the Ministers of Finance, Treasury and State Holdings, chaired by the Minister of State Holdings.

The Company's annual **financial** statements include the balance sheet and the profit and loss account, and must be submitted within four months of the close of the financial year. These statements are accompanied by reports of the Boards of Directors and Auditors, and are submitted for approval to the Minister of State Holdings. Budgetary variations are the responsibility of the Minister of the Treasury.

Figure 27: The Italian System of State Holding Companies



Source: Reviglio, Franco, "State Holdings in Italy: A Lesson from Theory and Experience", Talk delivered by the Chairman of ENI in Calcutta, 14 November 1989, p. 16.

Loans and debentures may be issued with terms and conditions approved by the Ministers of the Treasury and State Holdings. They may be guaranteed by the state as to interest and principal with the agreement of the Council of Ministers.

Relationship with the Italian Government

The Prime Minister appoints the Board of Directors, including the Chairman and Vice Chairman, and the Executive Committee. The Ministries of Finance, State Holdings and Treasury are represented on the Board of Directors. Members of the Board of Statutory Auditors are appointed by the Ministers of Finance, Treasury and State Holdings. Finance and State Holdings have members on this Board, which is chaired by a representative of the State Comptroller-General's Office.

Organization and Activities

ENI Group businesses are active in seven main areas and are managed by 13 sector-head companies coordinating the operations of the companies under their control. The organizational structure is shown in Figure 28. As the holding company, ENI provides sector-head companies with general directives, coordination, planning and business management, personnel policy and external relations, while furnishing them with financing through state equity contributions and recourse to the money market and bank financing. The principal areas of activity are energy; chemicals; machinery manufacturing, engineering and services; metallurgy; textile machinery; travel, publishing, industrial reconversion and services; and finance. In the energy area, there are four sector-head companies engaged in the following activities.

- **Agip:** oil and natural gas exploration and production; crude oil supply; the nuclear fuel cycle; renewable energy (geothermal, photovoltaic); exploration and production in the nonferrous minerals sector.

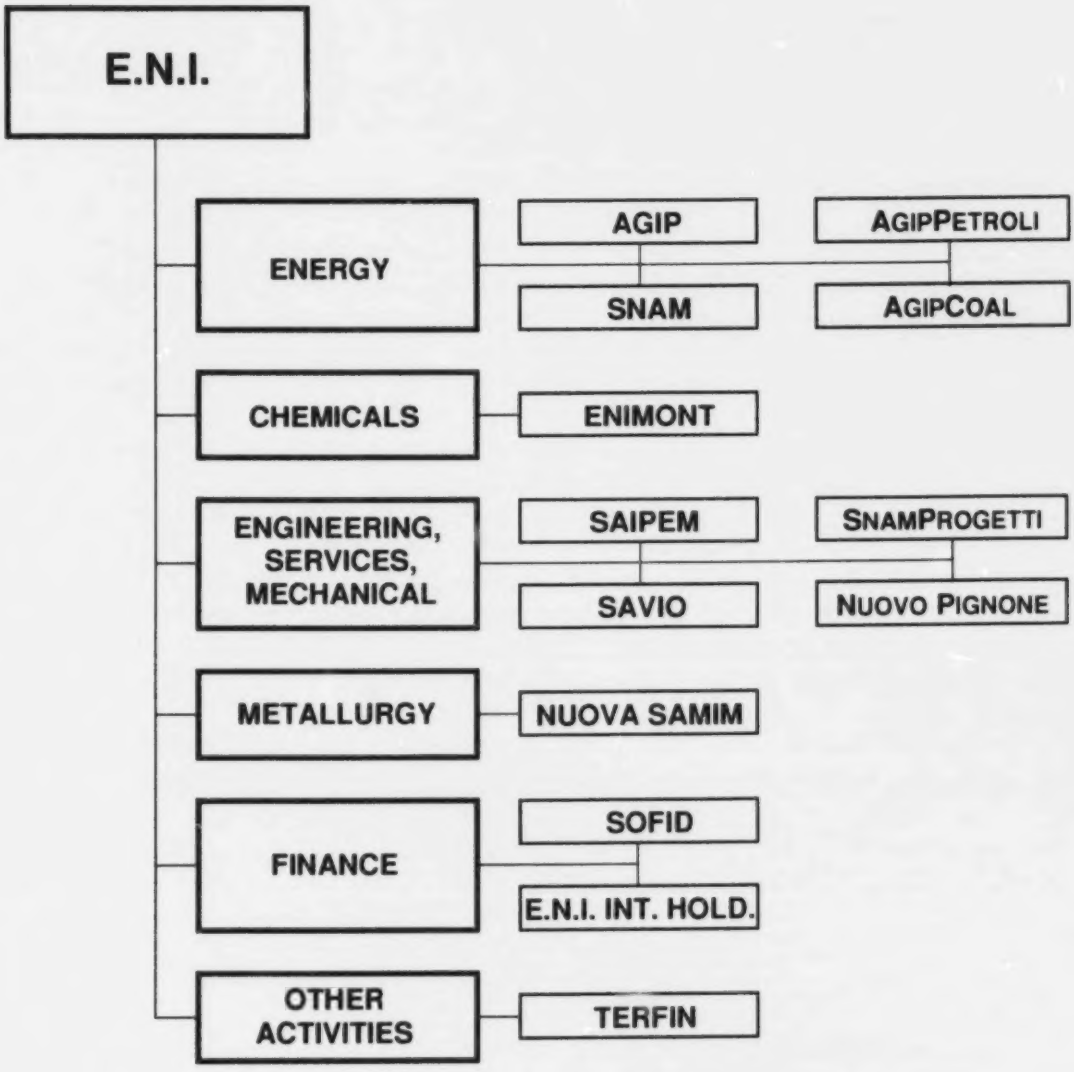
- **AgipPetroli:** refining and distribution of petroleum products in Italy and abroad; energy conservation and efficency services and oil-replacement energy sources.

- **Snam:** supply, transmission, distribution and sale of natural gas; transport of oil and petroleum products.

- **Agipcoal:** coal exploration and mining; infrastructure and transport; transformation and processing; international marketing; and scientific and technological research for developing and utilizing coal and its derivatives.

Sector-head companies in the other groups are also involved in energy-related activities. EniChem manufactures petrochemicals. NuovoPignone designs and manufactures equipment and instruments for Italy's energy industries. Snamprogetti designs and constructs petrochemical plants, refineries and gas treatment plants, and has developed some of the world's leading pipeline technology. Saipem performs onshore and offshore drilling and builds offshore works such as platforms and terminals.

Figure 28: Corporate Structure of ENI



Source: Ente Nazionale Idrocarburi, *Presentation of the ENI Group*, February 1990, p. 5.

The coordination and overall direction of ENI's research and development program is the responsibility of a permanent Research Committee, a centralized research company and structures within the various operating companies that provide direct support to their industrial activities.

Developing Countries

ENI investment in developing countries over the period 1984-1988 totalled about $US 3.9 billion. A consortium composed of ENI, a major industrial group and two financial institutions is looking for joint venture opportunities in the Third World.

Comments

ENI is interesting on several accounts. First is the extent to which it has expanded its operations outside Italy – growth in this regard is remarkable given Italy's limited domestic resources of energy. Despite this limited base, ENI has expanded into a world-class energy conglomerate.

A second feature of interest is ENI's apparent ability to support selected national and social objectives as well as fulfill its energy mandate. The company has entered into joint ventures in key sectors to ensure a measure of national participation. Objectives of this joint venturing have included:

- achieving a minimum critical mass for efficient competition in the global market;
- entering into foreign markets;
- acquiring technologies;
- attaining commercial synergies; and
- operating inside the highly competitive European, Japanese and U.S. markets.

Where state interests were clearly served, additional funding was provided.

Apart from helping to offset uneven economic growth, ENI has played a social role by promoting development in backward regions of the country. For a period of time, however, political interests dominated this role and a number of unwise investments made. A better balance between economic and social considerations has been restored, and such difficulties have been reduced.

As is apparent from ENI's organization chart, government at both the political and bureaucratic levels participates directly and continuously in ENI's management process. The success of the company suggests that this involvement need not have an inhibiting effect.

G. A Comparison of Roles

When moving in the House of Commons on 12 March 1975 that the bill to establish a national petroleum company be given second reading, the Minister of Energy, Mines and Resources, Donald Macdonald, listed the concerns that had led the government to propose the initiative. These were:

- the government was not assured that the private sector could be relied upon to mobilize the capital necessary to secure Canada's longer-term energy needs;
- given the opportunities outside Canada, it was also uncertain that the private sector would undertake the effort needed within Canada to meet future domestic energy requirements; and
- a situation could develop where oil could be more advantageously imported by a nationally-owned Canadian company than by the private sector.

Before commenting on the relevance to the Canadian situation of these four companies, several general observations are helpful. In all instances, the companies are closely tied to their governments' policy mechanism, either structurally or through the selection of the executive and board of directors, or both. In the cases of JNOC and Statoil, budgets and operational plans are subject to parliamentary comment. With the exception of PDVSA, state auditors are part of the management structure and are consequently aware of the companies' on-going operational and financial activities. Operational plans in all cases are subject to review by the government.

Petróleos de Venezuela, S.A.

With its activities representing 20% of Venezuela's GNP, PDVSA is of great importance to the country's economy. The government realizes the danger inherent in such dependence and is trying to diversify Venezuela's economic base. It is also encouraging joint ventures with foreign interests where this is not prohibited by law, including such petroleum-related activities as petrochemical manufacture.

The main interest in PDVSA for purposes of this study lies in technology. With the bulk of Canada's petroleum resource taking the form of bitumen in Western Canada's oil sands, there is a common interest in new and more efficient means of developing heavy hydrocarbons. The water-bitumen emulsion being marketed by PDVSA is an example of the progress it is making. While there are significant differences between the technical and chemical characteristics of the reserves in the two countries, the need to develop new markets is common to both.

The level of oil sands and heavy oil research in Canada is substantial. What may be lacking is good coordination in what is being done and making sure that promising technologies are field tested and given the earliest opportunity for commercial application. Development of commercial *in situ* oil sands technology was

one of the priority items mentioned by the government when introducing the Petro-Canada legislation. Would the national interest have been better served by directing at least some of the resources that Petro-Canada invested in the downstream industry instead into more oil sands research?

Japan National Oil Corporation

To the extent that Petro-Canada was originally intended to serve as a catalyst for petroleum activity, as opposed to taking an operational lead, JNOC's activities come closest to meeting the original Canadian mandate. Its method of operation benefits the state in that it can initiate projects before there is economic justification and by so doing ensure that part of the resulting production goes to Japan. Not only does the private sector gain by the initial financial and sometimes organizational involvement of JNOC, but it assumes JNOC's share once a project is operational and the risk reduced. Further support is given to the private sector through the availability of JNOC's Technology Research Center.

The Japanese Government undoubtedly has the financial and technical resources to secure its long-term petroleum requirements by giving JNOC an operational role to the exclusion of the private sector. Instead, the government has chosen to limit its role to stimulating industry, moving on when this stimulation is no longer necessary.

High priority is accorded in Canada to private sector involvement and, given our currently modest financial means, the JNOC model would seem to have much to offer. An increasing share of Canada's remaining petroleum resources are high-cost and high-risk, and Petro-Canada could take the lead in promoting their development, although the question of funding would have to be addressed. Avoiding an operational role would limit conflict with the free market principle. Starting projects that would not otherwise have begun, or advancing their timing, benefits the private sector as well as the country through the increased activity.

Statoil

To the extent that Petro-Canada was created to enable Canadians to participate through government in the development of the country's petroleum resources, it has a common objective with Statoil. In the Norwegian case, there was a further need arising from the lack of any significant government or Norwegian private-sector experience in oil and gas development. If responsibility for development of this essential resource was not to be left entirely to foreign companies, the state had to intervene.

Beyond the wish of both governments to participate directly in an important economic activity, the similarities end. In Canada, there was already a well-developed domestic oil industry with significant Canadian participation. Development of our petroleum resources was already well underway. Although Petro-Canada's initial

activities were concentrated on the frontiers and in the oil sands, where its leadership was useful, there is still no production from frontier deposits. Indeed, the one field where it appeared economic to move into production (Panuke-Cohasset off the Nova Scotia coast), Petro-Canada turned over the operatorship to other companies. In the case of the oil sands, substantial acreage was acquired by Petro-Canada and several projects to develop *in situ* extraction technology were started. The Company does have production from this source, although it is not clear how much is directly due to Petro-Canada's involvement. Petro-Canada as recently been criticized by the Alberta Government for not making a greater effort to develop its oil sands reserves.

In Statoil's case, efforts were initially concentrated on production. Expansion into transportation, refining, marketing and petrochemical production generally came later. Statoil has been uniquely successful in working with the Norwegian shipbuilding and engineering industries. Conditions of North Sea petroleum exploitation were unprecedented in the oil industry's history of offshore development, requiring new technology and new design and construction concepts. Norwegian companies have gradually assumed a leading role in offshore development and will probably play an important part in developing the Hibernia field off Newfoundland. By taking this initiative, Statoil helped found an important new Norwegian industry.

Although Canada has extensive cold-water experience in working in the north and off the East Coast, Petro-Canada has not taken a leadership role like Statoil. As a result, Canadian capabilities have not been adequately exploited and the opportunity to develop Canadian industry in this respect has not been significantly exploited.

ENI

The use by the Italian Government of a state holding company to pursue a combination of economic, political and social objectives pre-dates World War II. There is no Canadian analogue and no need for one at a time when government policy is based on the free market and the principle of deregulation. ENI is of interest as a resource-based company which has been able to grow and prosper despite Italy's limited energy resources. ENI has developed through its subsidiaries a range of energy infrastructure design and construction capabilities, together with a sound technological base.

Appendix A

List of Witnesses

THURSDAY, November 16, 1989

Morning Session

From Petro-Canada:
Mr. Wilbert Hopper, President.

From Doig's Digest:
Mr. Ian M. Doig, Editor.

Afternoon Session

From the Canadian Association of Oilwell Driling Contractors:
Mr. Brian M. Krausert, President;
Mr. Don M. Herring, Managing Director.

Mr. Herschel Hardin, Private Citizen.

From the Canadian Energy Research Institute:
Mr. Anthony E. Reinsch, Vice President.

THURSDAY, November 27, 1989

From the C.D. Howe Institute:
Mr. Thomas E. Kierans, President.

MONDAY, December 11, 1989

From the Economic Council of Canada:
Mr. Ron Hirshhorn, Senior Economist.

Mr. Jim Conrad, Private Citizen.

MONDAY, December 18, 1989

Afternoon Session

Appearing:

The Honourable Jake Epp, P.C., M.P., Minister of Energy, Mines and Resources.

From the Ministry of Energy, Mines and Resources:

Mr. G.R.M. Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy Sector;
Mr. R. Lyman, Acting Director General, Energy Policy Branch.

Evening Session

From the Fraser Institute:

Mr. Michael Walker, Executive Director.

Appendix B

Abbreviations and Acronyms

AOSTRA	Alberta Oil Sands Technology and Research Authority
CANMET	Canada Centre for Mineral and Energy Technology
CEDIP	Canadian Exploration and Development Incentive Program
CEIP	Canadian Exploration Incentive Program
CERI	Canadian Energy Research Institute
DoE	Department of Energy (United States)
EMR	(Department of) Energy, Mines and Resources
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi (Italy)
ERCB	Energy Resources Conservation Board (Alberta)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (United States)
FTA	Free Trade Agreement
JNOC	Japan National Oil Corporation
JPDC	Japan Petroleum Development Corporation (the forerunner of JNOC)
LNG	liquefied natural gas
LPG	liquefied petroleum gases
MITI	Ministry of International Trade and Industry (Japan)
MNCs	multinational oil companies (e.g. Exxon, Royal Dutch/Shell, Chevron)
NEB	National Energy Board
NEP	National Energy Program
NES	National Energy Strategy (United States)
NGL	natural gas liquids
NOCs	national oil companies (e.g. Petro-Canada, Statoil, Petrobras)
OAPEC	Organization of Arab Petroleum Exporting Countries
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A.

PGRT	Petroleum and Gas Revenue Tax
PIW	*Petroleum Intelligence Weekly*
PMA	Petroleum Monitoring Agency
PIP	Petroleum Incentives Program
Statoil	Den norske stats oljeselskap a.s (Norway)

Mcf	thousand cubic feet
MMcf	million cubic feet
Bcf	billion cubic feet
Tcf	trillion cubic feet
b/d	barrels/day
Bcf/d	billion cubic feet/day

Appendix C

Definitions, Units and Conversion Factors

Definitions

Canada Lands: Physical areas of Canada outside provincial boundaries. [Canada, PMA, 1989, p. 89] Canada Lands include the Canadian landmass of Yukon and Northwest Territories, and the offshore regions of the East Coast, West Coast and the Arctic.

Canadian Control: In general, a company is Canadian-controlled when 50% or more of its voting shares are held by Canadian residents either directly or indirectly. In a few exceptional cases, when a significant block of shares is held by Canadian residents and the remaining shares are widely held, a company may be effectively Canadian-controlled even though more than 50% of the voting shares are held by non-residents. [Canada, PMA, 1989, p. 81]

Canadian Ownership: Is the proportion of the total voting shares of a company held, either directly or indirectly (through other corporations), by Canadian residents. [Canada, PMA, 1989, p. 81]

Concession: An agreement (usually from a host government) permitting a foreign petroleum company to prospect for and produce oil in the area subject to the agreement. The terms ordinarily include a time limitation and a provision for royalty to be paid to the government. [Williams and Myers, 1981, p. 126]

Downstream: That segment of the petroleum industry including refining, marketing, transportation and petrochemical operations. [Canada, PMA, 1989, p. 82]

Integrated Companies: Individual companies that have significant revenues in both the upstream and downstream segments. [Canada, PMA, 1989, p. 82]

Junior Producers: Companies that are predominantly exploration and production oriented, and that individually generate less than 1% of industry upstream revenues. [Canada, PMA, 1989, p. 90]

Royalty: The landowner's share of production, free of expenses of production. Royalty may be payable in kind (that is, the royalty owner is entitled to a share of the oil or gas as produced), or it may be payable in money (that is, the royalty owner is to be paid in money for the value or market price of his share of the product. [Wiliams and Myers, 1981, p. 656]

Senior Producers: Companies that are predominantly exploration and production oriented, and that individually generate more than 1% of industry upstream revenues. [Canada, PMA, 1989, p. 91]

Upstream: That segment of the petroleum industry including activities and operations related to the search for, and development, production, extraction and recovery of crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur, as well as the production of synthetic oil. [Canada, PMA, 1989, p. 83]

Glossary of Financial Ratio Terms (as applied by Petro-Canada)
[Petro-Canada, 1990, p. 30]

Cash Flow: Working capital provided from operations (as disclosed in the financial statement) less dividends on redeemable preferred shares plus investment tax credits, exploration tax credits and changes in advances on future natural gas deliveries.

Capital Employed: Total assets less current liabilities excluding short-term notes payable and the current portion of long-term debt.

Debt: Long-term debt including the current portion of long-term debt, short-term notes payable, outstanding cheques less cash, advances on future natural gas deliveries, and redeemable preferred shares valued at year-end.

Equity: Shareholder's equity adjusted for the valuation of redeemable preferred shares at year-end.

Cash Flow to Debt: Cash flow divided by debt.

Interest Coverage:

Earnings Basis: Earnings before interest expenses, provisions for income taxes, extraordinary and unusual items, and dividends on redeemable preferred shares divided by interest expense plus capitalized interest plus dividends on redeemable preferred shares multiplied by 1/(1-tax rate).

Cash Flow Basis: Working capital provided from operations before interest expenses and provision for current income taxes plus changes in advances on future natural gas deliveries divided by interest expense plus capitalized interest plus dividends on redeemable preferred shares multiplied by 1/(1-tax rate).

Reinvestment Ratio: Expenditures on property, plant and equipment and exploration less Petroleum Incentive Program grants divided by cash flow.

Cash Flow Return on Capital Employed: Cash flow plus tax-adjusted interest expense and dividends on redeemable preferred shares divided by average capital employed.

Return on Capital Employed: Earnings before extraordinary and unusual items and dividends on redeemable preferred shares plus tax-adjusted interest expense, divided by average capital employed.

Return on Equity: Earnings before extraordinary and unusual items and after dividends for redeemable preferred shares, divided by average equity.

Units and Conversion Factors

In the SI scheme of measurement, the unit of energy is the **joule (J)**. The rate of delivery or conversion of energy – power – is measured in **watts (W)**. One watt is defined as the delivery of one joule of energy per second. Because the units of energy and power are small, one usually works with multiples of these units. In SI, prefixes are used as multipliers of the basic units, as illustrated in the following examples.

multiplication factor		prefix/symbol		example/symbol	
1,000,000,000,000,000,000	= 10^{18}	exa	E	exajoules	EJ
1,000,000,000,000,000	= 10^{15}	peta	P	petajoules	PJ
1,000,000,000,000	= 10^{12}	tera	T	terawatts	TW
1,000,000,000	= 10^{9}	giga	G	gigawatt-hours	GWh
1,000,000	= 10^{6}	mega	M	megawatts	MW
1,000	= 10^{3}	kilo	k	kilopascals	kPa

Conversion Factors (exact or correct to four significant figures)

Distance:	1 foot = 0.3048 metre	1 metre = 3.281 feet
	1 statute mile = 1.609 kilometres	1 kilometre = 0.6214 statute mile
Area:	1 square foot = 0.09290 square metre	1 square metre = 10.76 square feet
	1 square mile = 640 acres	1 square kilometre = 247.1 acres
	1 square mile = 259.0 hectares	1 square kilometre = 100 hectares
	1 square mile = 2.590 square kilometres	1 square kilometre = 0.3861 square mile
Volume:	1 cubic foot = 0.02832 cubic metre	1 cubic metre = 35.31 cubic feet
	1 American barrel = 42 American gallons	1 American gallon = 3.785 litres
	1 American barrel = 34.97 Imperial gallons	1 Imperial gallon = 4.546 litres
	1 American barrel = 0.1590 cubic metre	1 cubic metre = 6.290 American barrels
	1 American barrel = 159.0 litres	1 cubic metre = 1,000 litres

Mass:

1 long ton = 2,240 pounds
1 long ton = 1.12 short tons
1 long ton = 1.016 tonnes (metric tons)
1 pound = 0.4536 kilogram
1 tonne = 1,000 kilograms

1 short ton = 2,000 pounds
1 short ton = 0.8929 long ton
1 short ton = 0.9072 tonne
1 kilogram = 2.205 pounds
1 tonne = 2,205 pounds

Energy:

1 kilowatt-hour = 3,600,000 joules
1 British thermal unit (Btu) = 1,054 joules

1 kilowatt-hour = 3,412 Btu

1 "quad" = 1 quadrillion Btu = 10^{15} Btu = 1,054 petajoules = 1,054 x 10^{15} joules

Power:

1 kilowatt = 3,600,000 joules/hour
1 Imperial horespower = 745.7 watts

1 kilowatt = 1.341 Imperial horesepower
1 Btu/hour = 0.2931 watt

Selected References

(1) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta Oil Supply , 1988-2003*, ERCB 88-E, Calgary, December 1988.

(2) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur, December 1988*, ERCB ST89-18, Calgary, 1989.

(3) Auld, Douglas and Harry Kitchen, *The Supply of Government Services*, The Fraser Institute, Vancouver, 1988.

(4) Battram, Shelly P. and Reinier H. Lock, "The Canada/United States Free-Trade Agreement and Trade in Energy", *Energy Law Journal*, vol. 9, no. 2, 1988.

(5) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, *The National Energy Program 1980*, Ottawa, 1980.

(6) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Canadian Oil Markets & Trade Division, *Canadian Motor Gasoline Markets. 1980s: The Decade in Review*, Ottawa, December 1989.

(7) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Communications Branch, *Energy and Canadians into the 21st Century. A Report on the Energy Options Process*, Ottawa, August 1988.

(8) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Energy Statistics Division, *Energy Statistics Handbook*, Ottawa, undated.

(9) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, *Program for a Strengthened Petro-Canada*, Background Notes Presented by the Hon. Ray Hnatyshyn Minister of Energy, Mines and Resources and the Hon. Michael Wilson, Minister of State for International Trade, Ottawa, 21 December 1979.

(10) Canada, House of Commons, Standing Committee on Energy, Mines and Resources, *Oil – Scarcity or Security?, Minutes of Proceedings and Evidence*, Issue No. 28, Second Session, Thirty-third Parliament, 29 September 1987.

(11) Canada, House of Commons, Standing Committee on National Resources and Public Works, *Minutes of Proceedings and Evidence*, Issue No. 15, First Session, Thirtieth Parliament, 24 April 1975.

(12) Canada, Minister of Finance, *the Budget*, Ottawa, February 20, 1990.

(13) Canada, National Energy Board, *Canadian Energy Supply and Demand 1987-2005*, Ottawa, September 1988.

(14) Canada, National Energy Board, *1989 Annual Report*, Ottawa, 1990.

(15) Canada, Petro-Canada Task Force, *Report of the Task Force on Petro-Canada*, Ottawa, 15 October 1979.

(16) Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry:1979-1988 Monitoring Reports*, Communications Branch, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, 1977-1989.

(17) Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry – 1989 Monitoring Report (First Six Months)*, Communications Branch, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, December 1989.

(18) Canada, Senate, Standing Committee on Energy and Natural Resources, *Proceedings*, Issue Nos. 3-6, Second Session, Thirty-fourth Parliament, 1989.

(19) Canada, President of the Treasury Board, *Expenditure and Program Review*, Ottawa, November 1984.

(20) Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated.

(21) "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 June 1989, p. 7ff.

(22) Canertech, *Annual Reports*, 1981-1983, Winnipeg.

(23) Coad, Leonard A. and David H. Maerz, *Continental Natural Gas Market: Canadian Export Capacity in the 90s*, Study No. 32, Canadian Energy Research Institute, Calgary, October 1989.

(24) Croll, Donald, "OPEC Gains Market Share", *Petroleum Economist*, vol. LVII, no. 1, January 1990, p. 26-28.

(25) Doern, G. Bruce and Glen Toner, *The Politics of Energy: The Development and Implementation of the NEP*, Methuen, Toronto, 1985.

(26) Ente Nazionale Idrocarburi, *ENI Group Research and Development*, Rome, July 1989.

(27) Ente Nazionale Idrocarburi, *Law Establishing ENI/Regulations*, Rome, April 1987.

(28) Ente Nazionale Idrocarburi, *Presentation of the ENI Group*, February 1990.

(29) Ente Nazionale Idrocarburi, *The ENI Group in 1988*, Rome, June 1989.

(30) Grayson, Leslie E., *National Oil Companies*, John Wiley and Sons, Toronto, 1981.

(31) Halpern, Paul, André Plourde and Leonard Waverman, *Petro-Canada: Its Role, Control and Operations*, Report Prepared for the Economic Council of Canada, Supply and Services Canada, Ottawa, 1988.

(32) Japan National Oil Corporation, *JNOC*, Annual Report, Tokyo, September 1989.

(33) Japan National Oil Corporation, *JNOC Technology Research Center*, Chiba City, January 1989.

(34) Japan National Oil Corporation, *Petroleum Stockpiling*, Tokyo, 1988.

(35) "OPEC's Reserves Shares Up in Turbulent '80s", *Oil & Gas Journal*, 25 December 1989, pp. 41-45.

(36) Petro-Canada, *Annual Reports*, 1976-1989, Calgary.

(37) Petróleos de Venezuela, S.A., *Annual Report 1988*, Caracas, April 1989.

(38) "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 December 1989.

(39) Pratt, Larry, "Petro-Canada" in Tupper and Doern (eds.), *Privatization, Public Policy and Public Corporations in Canada*, The Institute for Research on Public Policy, Halifax, 1988, p. 151-210.

(40) Reinsch, Anthony E., Kevin J. Brown and James O. Stanford, *Stability Within Uncertainty: Evolution of the World Oil Market*, Study No. 28, Canadian Energy Research Institute, Calgary, September 1988.

(41) Reinsch, Anthony E. and Michael A. O'Reilly, *World Oil Market Projections 1990-2005*, Study No. 34, Canadian Energy Research Institute, Calgary, March 1990.

(42) Reviglio, Franco, "State Holdings in Italy: A Lesson from Theory and Experience", Talk delivered by the Chairman of ENI in Calcutta, 14 November 1989.

(43) Riva, Joseph P. Jr., "Fossil Fuels", *Encyclopedia Britannica*", 1987, p. 588-612.

(44) Riva, Joseph P. Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Report #87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, May 1987.

(45) Statoil, *Annual Report and Accounts 1988*, Stavanger, Norway, March 1989.

(46) Tanner, James N. and Anthony E. Reinsch, *Canadian Crude Oil Supply/Demand Balances*, Study No. 31, Canadian Energy Research Institute, Calgary, August 1989.

(47) "The Canadian Business 500", *Canadian Business*, vol. 63, no. 6, June 1990, p. 74ff.

(48) "The Financial Post 500", "Tops in Their Field", *The Financial Post*, Summer 1990, p. 157.

(49) Tupper, Allan and G. Bruce Doern (eds.), *Privatization, Public Policy and Public Corporations in Canada*, The Institute for Research on Public Policy, Halifax, 1988.

(50) United States, Department of Energy, *Interim Report – National Energy Strategy: A Compilation of Public Comments*, DOE/S-0066P, Washington, D.C., April 1990.

(51) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Review 1988*, DOE/EIA-0384(88), Washington, D.C., May 1989.

(52) United States, Department of Energy, Office of International Affairs, *Energy Industries Abroad*, DOE/IA-0012, Washington, D.C., September 1981.

(53) United States, Department of Energy, Office of International Affairs, *The Role of Foreign Governments in the Energy Industries*, Washington, D.C., October 1977.

(54) Walker, Michael W. (ed.), *Privatization: Tactics and Techniques*, Proceedings of a Symposium held in Vancouver, 22-24 July 1987, The Fraser Institute, Vancouver, 1988.

(55) Watkins, G.C. and M.A. Walker (eds.), *Reaction: The National Energy Program*, The Fraser Institute, Vancouver, 1981.

(56) Watkins, G. Campbell (ed.), *Petro Markets: Probing the Economics of Continental Energy*, The Fraser Institute, Vancouver, 1989.

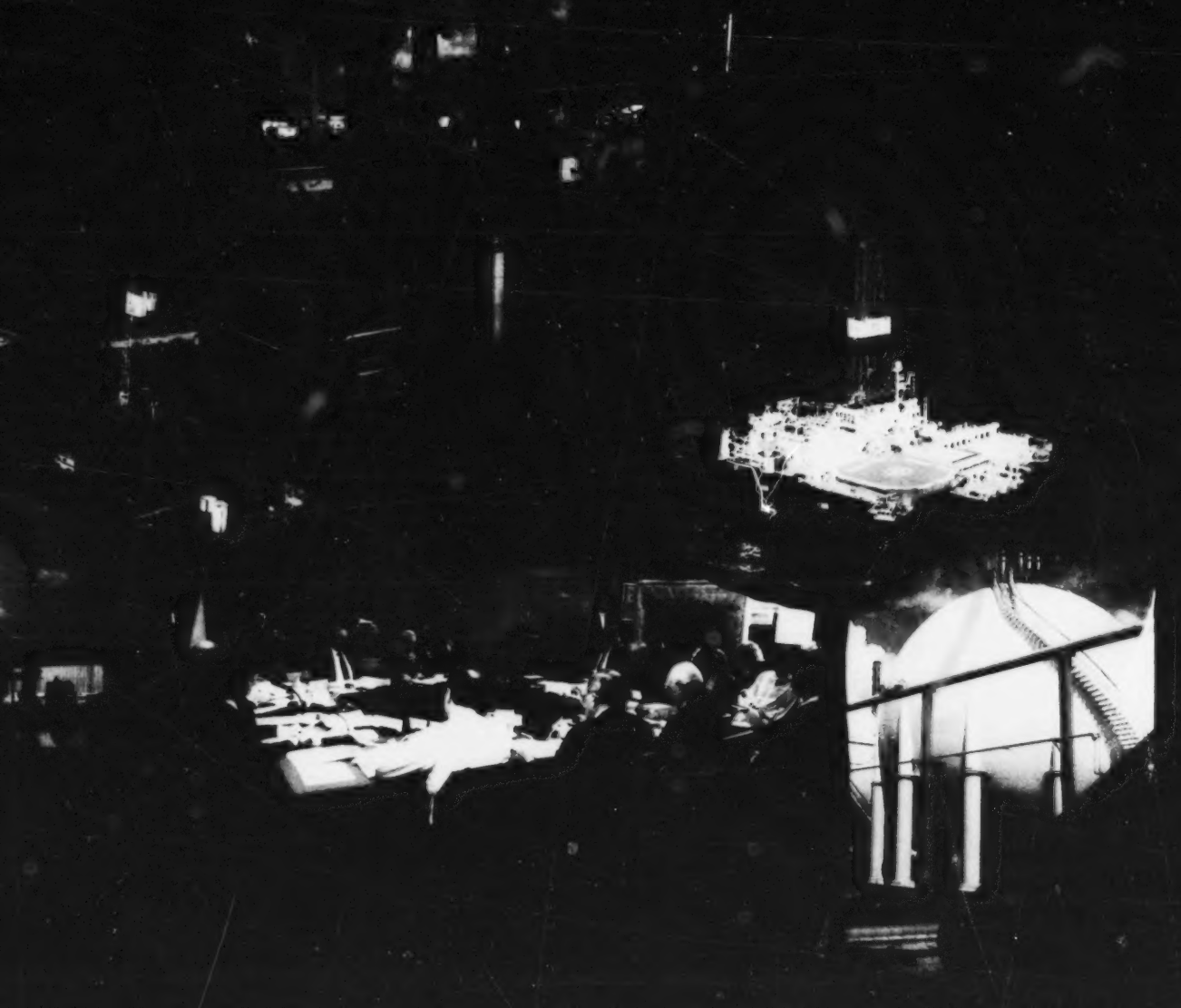
LE SÉNAT DU CANADA THE SENATE OF CANADA

PETRO-CANADA

Rapport du Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles

Président
L'honorable Daniel Hays

Vice-président
L'honorable James Balfour



Les photos de la page couverture nous ont été fournies par:

Don Wise, Calgary
Imperial Oil Limited
Shell Canada Limited
Petro Canada

PETRO-CANADA

Rapport du Comité sénatorial permanent de l'Énergie et des ressources naturelles

Président

L'honorable Dan Hays

Vice-président

L'honorable James Balfour

Juin 1990

LISTE DES MEMBRES

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

L'honorable Dan Hays, président

L'honorable James Balfour, vice-président

Les honorables sénateurs:

Willie Adams
Jack Austin, c.p.
James Balfour
Earl Hastings
Daniel Hays
William Kelly
Colin Kenny
Thomas Lefebvre
• Allan MacEachen, c.p .(ou Royce Frith)
• Lowell Murray, c.p . (ou William Doody)
H.A. Olson, c.p.
Gerald Ottenheimer
Jean-Marie Poitras
Duff Roblin, c.p.

• Membres d'office

NOTA: L'honorable sénateur Barootes a également siégé au Comité.

Personnel de recherche:

M. Dean Clay, Dean Clay Associates
M. Richard Harris, Harris Consultants Limited
M. Michael Jarvis, Jarvis Consultants Limited
M. Ken Winger, Seagrave Steward Investments Limited

Line Gravel

Greffier du Comité

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat du mercredi 21 juin 1989:

L'honorable sénateur Hays propose, appuyé de l'honorable sénateur Neiman:

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à établir dans quelle mesure la société Petro-Canada a réalisé son objectif initial et à évaluer cet objectif par rapport au rôle que doit assumer cette société sur la scène énergétique canadienne; et

Que le Comité présente son rapport final au plus tard le 31 mars 1990•

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat
Gordon Barnhart

• Sur ordre du Sénat en date du 22 mars 1990, le dépôt du rapport final a été reporté au 15 mai 1990. Sur ordre du Sénat en date du 9 mai 1990, le dépôt du rapport final a été reporté au 15 juin 1990.

Table des matières

Préface 1

Introduction 5

Conclusions et recommandations 7

Chapitre Un: Revue des activités de Petro-Canada 19

A. Débuts et évolution 19

1. Canertech 27

2. Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale 28

B. Activités industrielles 31

C. Résultats financiers 34

1. Introduction 34

2. Comparaison avec Imperial Oil et Shell Canada 35

2.1 Raison d'être 35
2.2 Champ de comparaison 37
2.3 Base de comparaison 42
2.4 Hypothèses d'analyse 42
2.5 Données de base sur Imperial Oil 45
2.6 Données de base sur Shell Canada 52
2.7 Conclusions 52

Chapitre Deux: Évolution de la politique énergétique au Canada 55

A. 1976–1984 55

B. 1984–1990 62

C. Accord de libre-échange 64

D. Harmonisation de la déréglementation et de la stratégie 66

Chapitre Trois: Situation énergétique internationale 71

A. Réémergence de l'OPEP 71

B. Avenir énergétique des État-Unis 77

Chapitre Quatre: Politiques de l'État 83
A. Sécurité des approvisionnements énergétiques 83
B. Canadianisation du secteur pétrolier 87
C. Rationalisation de l'industrie pétrolière canadienne 88
D. Liens avec le gouvernement fédéral 90

Chapitre Cinq: Comparaison avec quatre autres pétrolières nationales 95
A. Introduction 95
B. Les grandes sociétés pétrolières du monde 97
C. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) 102
D. Japan National Oil Corporation (JNOC) 110
E. Den norske state oljeselskap a.s (Statoil) 118
F. Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) 125
G. Comparaison des rôles 132

Annexe A: Liste des témoins 137
Annexe B: Sigles et abbréviations 139
Annexe C: Définitions, unités et coefficients de conversion 141
Bibliographie sélective 145

Préface

Les initiatives politiques qui ont mené à la création de Petro-Canada, en 1975, et qui ont permis son évolution subséquente, ont toujours fait l'objet de controverses, et le font encore. La directive donnée à Petro-Canada par l'actuel gouvernement en 1984 de mener ses affaires comme une entreprise privée – et de dissocier ainsi son mandat de la politique officielle – a été suivie par l'annonce, dans le budget de février 1990, de l'intention du gouvernement de privatiser notre société pétrolière nationale. Au printemps 1989, le Comité, jugeant que le rôle de Petro-Canada comme société pétrolière d'État méritait d'être examiné de plus près, compte tenu en particulier de l'évolution d'ensemble de la politique canadienne, a sollicité auprès du Sénat un mandat pour étudier la question.

À titre de société pétrolière nationale, Petro-Canada est au centre d'enjeux importants pour le Canada : concilier les intérêts nationaux et régionaux, ceux des consommateurs et des producteurs, ainsi que les exigences de la libre concurrence et les objectifs du gouvernement, pour n'en nommer que trois. Ce rapport tente de faire le point sur les réalisations passées de Petro-Canada tant du point de vue commercial que gouvernemental, et expose la position du Comité sur les choix à faire dans l'avenir.

Voici les questions qui ont été examinées dans le cadre de cette étude:

a) la forte utilisation d'énergie par habitant au Canada en raison du climat, de la géographie, de l'industrialisation et du mode de vie;

b) le prix international du pétrole n'est pas établi en situation de libre concurrence – l'OPEP a fourni 46 p. 100 des 52 millions de barils de pétrole consommés chaque jour dans les pays non communistes en 1989 et a presque le monopole mondial de la capacité de production excédentaire, ce qui lui permet de fixer les contingents de production et de déterminer les conditions du marché;

c) la dépendance accrue des États-Unis à l'égard du pétrole importé et, en particulier, du pétrole en provenance des pays de l'OPEP, et la possibilité que la vulnérabilité des États-Unis au chapitre des approvisionnements de pétrole puisse, dans un marché continental dominé par eux, avoir des répercussions néfastes pour le Canada, si le gouvernement américain juge bon d'intervenir dans le secteur énergétique;

d) les engagements pris par le Canada dans l'Accord de libre-échange;

e) la possibilité pour les Canadiens de conserver une position privilégiée au chapitre des approvisionnements énergétiques en situation de libre concurrence, par

l'adoption d'une politique à cette fin; et

f) la conscience grandissante des conséquences du développement énergétique sur l'environnement.

La question se résume ainsi : Petro-Canada a-t-elle encore un rôle à jouer dans les politiques canadiennes? L'actuel gouvernement soutient que non. D'autres sont d'avis contraire. Si l'on part de l'hypothèse que notre société pétrolière d'État n'a pas de rôle permanent à jouer dans l'établissement de la politique fédérale, il nous reste quand même à déterminer de quelle façon Petro-Canada peut intervenir dans la mise en oeuvre d'une politique énergétique vouée aux intérêts actuels et futurs du Canada.

Le gouvernement au pouvoir soutient que le secteur de l'énergie serait mieux régi par les seules forces du marché, et le Comité a reçu un nombre impressionnant de témoignages en ce sens. D'autres témoins, par contre, contestent cette conclusion.

Afin d'élargir le contexte du débat, le Comité s'est intéressé aux opérations de quatre sociétés pétrolières d'État, installées au Japon, en Norvège, en Italie et au Venezuela. Les gouvernements de bien des pays – à la fois exportateurs et importateurs de pétrole – estiment d'intérêt national d'intervenir dans le secteur énergétique et d'établir une politique qui réponde à leurs besoins stratégiques. Ce sont souvent nos concurrents sur les marchés mondiaux, et nous avons intérêt à tirer profit de leur expérience, bonne ou mauvaise, ainsi que de la nôtre, et à agir en fonction de nos meilleurs intérêts. Par exemple, les États-Unis sont en train de mettre au point une stratégie énergétique nationale (National Energy Strategy – NES). L'importance que le gouvernement américain lui accorde transparaît dans les propos formulés par le président George Bush dans le rapport provisoire publié en avril 1990:

> Nous ne pouvons nous permettre d'attendre la prochaine crise de l'énergie avant de réagir.
>
> Notre tâche – commune à nos deux partis – consiste à obtenir le consensus national nécessaire à la mise en oeuvre de cette stratégie pour en faire une réponse énergique et enthousiaste, qui tienne compte des connaissances et idées nouvelles de même que des changements internationaux, environnementaux et mondiaux.
>
> La pierre angulaire de cette stratégie résidera dans le maintien d'une politique efficace axée sur le marché. La tâche ne sera pas aisée. Nous devrons concilier – parvenir à équilibrer – nos besoins croissant en énergie à un prix raisonnable, notre engagement à rendre l'environnement plus sûr et plus sain, notre détermination à maintenir notre position économique prédominante et notre volonté de réduire notre dépendance, ainsi que celle de nos amis et alliés, à l'égard de fournisseurs d'énergie susceptibles de nous faire faux bond.

> J'ai confiance que notre assurance, notre savoir-faire scientifique et notre traditionnel bon sens contribueront à notre succès. En agissant maintenant, nous pourrons léguer aux prochaines générations d'Américains un pays plus propre, plus prospère et, effectivement, plus sûr.
> (U.S., DOE, 1990, p. 1)

Cette citation témoigne aussi du défi que représente pour nos dirigeants politiques le fait d'adapter l'optique du libre-échange aux circonstances actuelles: le président Bush souligne d'abord l'importance d'une "politique efficace axée sur le marché"; il fait ensuite clairement allusion à l'intervention gouvernementale qui sera nécessaire pour garantir la sécurité énergétique des Américains et leur assurer un environnement plus sain.

La politique de l'énergie ne se définit pas en noir et blanc. Elle a évolué dans plusieurs teintes de gris (et maintenant de vert). Et les réponses simples apportées aux questions complexes ne donnent rien. Le Comité est d'avis que le rôle de Petro-Canada dans une éventuelle stratégie énergétique canadienne est une question qu'il sera plus facile d'examiner à fond à la lumière des renseignements et des commentaires recueillis dans ce rapport.

Le Comité a entendu un grand nombre de témoins, grâce auxquels il a acquis une meilleure connaissance et une meilleure compréhension de l'activité et du rôle (passé et futur) de Petro-Canada. Nous remercions ces témoins de leur contribution et, en particulier, M. W.H. Hopper de Petro-Canada, qui a été notre principal témoin et nous a offert la collaboration de son entreprise.

Nous remercions M. Dean Clay, notre rédacteur et conseiller; MM. Richard Harris et Ken Winger, pour leur analyse de la situation financière de Petro-Canada; M. Michael Jarvis, pour son examen de quatre autres sociétés pétrolières d'État; et nos greffiers, Mme Line Gravel et M. Timothy Ross Wilson, son prédécesseur, pour leur contribution à la préparation du rapport. Le Comité est également redevable aux traducteurs et au réviseur du Secrétariat d'État – Mmes Francine Nantel, Marielle Papineau, Louise Goyette, Huguette Lemieux et Sylvie Trottier; MM. Denis Samson et Ronald Barber – qui ont établi la version française du rapport; à Mmes Diane Pugliese, Nicole Raymond et Lucie Gaulin, qui ont préparé le manuscrit français; à M. Mario Pelletier, qui s'est assuré de l'exactitude de la version française et à M. Bob Kingham, qui a préparé les tableaux informatisés du cinquième chapitre.

Le président,
Le sénateur Dan Hays

Introduction

Le 21 juin 1989, le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a reçu du Sénat un ordre de renvoi libellé en ces termes:

> Que le Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à établir dans quelle mesure la Société Petro-Canada a réalisé son objectif initial et évaluer cet objectif par rapport au rôle que doit assumer cette société sur la scène énergétique canadienne; et
>
> Que le Comité présente son rapport final au plus tard le 31 mars 1990.

Le Comité a demandé ce mandat en raison de l'élargissement du débat public et politique concernant l'avenir de notre société pétrolière nationale. Les membres du Comité ont jugé important d'évaluer les activités passées et futures de Petro-Canada pour deux raisons: (1) parce qu'on a investi plus de quatre milliards de dollars en fonds publics dans les activités et les acquisitions de notre société pétrolière d'État et qu'il est important d'évaluer les résultats de cet investissement; et (2) au cas où le gouvernement fédéral déposerait un projet de loi visant à privatiser Petro-Canada, le Comité disposerait d'analyses permettant de juger de cette mesure.

Effectivement, le gouvernement du Canada annonçait dans son exposé budgétaire du 20 février 1990 qu'il "...était opportun d'offrir au grand public une participation directe à la Société" et qu'un projet de loi à cette fin serait déposé en 1990. Comme l'a dit l'honorable Michael Wilson, ministre des Finances: "Nous continuerons de privatiser des sociétés d'État et de nous départir de nos investissements dans la mesure où une participation de l'État au capital de ces entités n'est plus nécessaire à la réalisation des objectifs de la politique officielle". Cette question – à savoir si Petro-Canada devrait continuer d'être un instrument de la politique officielle – constitue l'un des thèmes centraux de la présente étude.

Comme l'annonce du projet de privatisation de Petro-Canada et la publication des nouveaux états financiers de l'entreprise pour 1989 et des états financiers modifiés de 1988 (à la suite de l'adoption d'une nouvelle méthode comptable) l'obligeaient à modifier son rapport, le Comité a demandé une prolongation de délai pour tenir compte de ces faits nouveaux.

Le Comité a entrepris son étude de Petro-Canada en tenant des audiences publiques à Calgary, le 16 novembre 1989, et l'a poursuivie au cours d'une série d'audiences à Ottawa. Au total, le Comité a entendu dix témoins sur le sujet, tandis que beaucoup d'autres témoins possibles ont refusé de venir exprimer leur point de vue. La liste des témoins ayant comparu devant le Comité figure à l'Annexe A.

Comme complément à ces témoignages et à ses propres travaux de recherche, le Comité a retenu les services de trois personnes pour établir la base d'analyse de cette étude. Il a en outre profité d'un voyage à Washington, en novembre 1989, pour procéder à un vaste examen de la situation énergétique aux États-Unis, et tenu une réunion privée avec des hauts fonctionnaires de Petróleos de Venezuela à Caracas, en juillet 1989, à l'occasion de la Troisième réunion des parlementaires d'Amérique latine et des Antilles sur l'énergie et le pétrole.

Le lecteur qui n'est pas au fait des expressions, des abréviations et des unités propres à ce sujet, trouvera aux annexes B et C un bref aperçu des abréviations, sigles, définitions, unités et facteurs de conversion pertinents. Même si, au Canada, les données statistiques sur l'industrie énergétique sont établies selon le SI (système international) ou en unités métriques, il n'en est pas de même dans les autres pays. Les États-Unis utilisent les unités anglaises. La société pétrolière nationale du Japon, encore plus originale, rend compte de sa production pétrolière en barils et de la taille des réserves du pays en kilolitres; Petróleos de Venezuela fait état de la production pétrolière en barils et de la production gazière en mètres cubes. Dans le présent rapport, la plupart des données statistiques sont en unités anglaises et en unités du SI. À moins d'indication contraire, les montants d'argent sont exprimés en dollars canadiens.

Les rapports et autres documents qui ont servi aux travaux du Comité sont énumérés dans la bibliographie sélective qui figure à la fin du rapport.

Pour son étude comparative de quatre autres pétrolières d'État, le Comité a réuni de l'information habituellement peu accessible au Canada. Il aurait été trop long d'annexer toute cette documentation supplémentaire. Il est cependant possible de se la procurer en en faisant la demande au greffier du Comité. Cette documentation englobe notamment les lois et les règlements régissant le fonctionnement des sociétés Petróleos de Venezuela, Japan National Oil Company, Statoil et ENI.

Conclusions et recommandations

Petro-Canada – Un rôle dans l'avenir?

Il est difficile de déterminer si Petro-Canada aura ou non un rôle à jouer dans l'avenir comme société pétrolière d'État parce que le gouvernement a négligé de présenter aux Canadiens un tableau d'ensemble de sa politique de l'énergie. Dès son élection en 1984, le gouvernement conservateur entreprit de démanteler le Programme énergétique national et de déréglementer les marchés nationaux de l'énergie, comme il l'avait promis au cours de la campagne électorale. Dans la foulée de ces initiatives, Petro-Canada reçut l'ordre de fonctionner dorénavant comme n'importe quelle autre société pétrolière du secteur privé. Sa mission nationale était considérée comme accomplie ou n'ayant plus de raison d'être.

La libéralisation des prix du pétrole et du gaz et l'élimination de la complexe infrastructure d'imposition et de réglementation qui avait permis jusqu'ici de maintenir les prix en-deçà de ceux du marché favorisèrent le fonctionnement quotidien du marché de l'énergie. Toutefois, on se rendit vite compte que les forces du marché ne pouvaient à elles seules se substituer à une politique, vu la gamme d'enjeux propres au secteur. Ainsi, le 13 avril 1987, l'honorable Marcel Masse, alors ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, annonça son projet d'étude sur la confluence énergétique, dont l'objectif consistait à évaluer les perspectives énergétiques du Canada au seuil du 21^{e} siècle. Dans le cadre du Comité consultatif constitué à cette fin et sous la présidence de Thomas Kierans, les Canadiens furent invités à faire part de leurs points de vue sur l'avenir énergétique du pays.

Ce processus consultatif exceptionnel aboutit, en août 1988, à un rapport à l'intention du gouvernement fédéral, intitulé *Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI ^{e} siècle*. Même s'il souligne qu' "À peu près tous les participants à la Confluence énergétique ont déclaré qu'il fallait laisser au marché le soin de répartir les ressources et de déterminer les prix de l'énergie" (Canada, EMR, 1988, p. 71), ce rapport mentionne également que, de l'avis des participants, "Une intervention se justifie lorsque les marchés ne sont pas suffisamment concurrentiels et lorsqu'il existe des coûts sociaux, comme les dommages causés à l'environnement, qui ne sont pas compris dans les prix, ou encore des avantages, tels que la recherche fondamentale, que le marché ne rémunère pas suffisamment" (*Ibid.*., p.6).

Le gouvernement du Canada a entrepris ce processus de consultation sur la politique de l'énergie il y a trois ans. Mais il semble que les travaux piétinent à l'heure actuelle: les Canadiens n'ont pas obtenu de réponse du gouvernement aux propositions de politique contenues dans le rapport du Comité consultatif publié il y a presque deux ans. Dans l'intervalle, le gouvernement a annoncé la mise en oeuvre de quatre "mégaprojets" énergétiques coûteux – mise en valeur du champ pétrolifère

Hibernia, extraction des sables pétrolifères OSLO (dont le gouvernement fédéral s'est par la suite retiré), usine de valorisation des huiles lourdes de Lloydminster et gazoduc de l'Ile de Vancouver – où il a promis d'injecter deux milliards de dollars sur les 11 millliards de la facture totale, sans compter les prêts garantis par le fédéral, les prêts sans intérêt et les autres contributions financières ou réductions d'intérêt liées au prix futur du pétrole. Ces projets ont été présentés comme des atouts essentiels à la sécurité énergétique du pays ou comme des entreprises de développement régional ayant pour objectif principal de créer des emplois et de procurer des retombées économiques en région. Quelle que soit la justification invoquée, ces initiatives sont la preuve que le gouvernement fédéral, à l'instar des participants à la consultation sur la Confluence énergétique, reconnaît l'impuissance des forces du marché à stimuler certains types d'investissement ou d'activité. Mais on n'a encore présenté aux Canadiens aucune politique pour expliquer ces interventions fédérales dans le secteur de l'énergie.

Le Parlement peut réagir de bien des façons à cette incertitude politique en se penchant, par exemple, sur le futur rôle de Petro-Canada. Il est loisible aux législateurs d'accepter la situation actuelle, c'est-à-dire de reconnaître que Petro-Canada fonctionne comme une entreprise commerciale indépendante de la politique officielle depuis plus de cinq ans, que le gouvernement fédéral compte en ordonner la privatisation sous peu et qu'elle n'est plus l'instrument choisi par le gouvernement pour mettre en oeuvre sa politique. Conformément à ce point de vue, on devrait dissocier de l'activité commerciale de Petro-Canada l'aspect politique pour le confier à un autre organisme gouvernemental, de façon que la privatisation devienne un enjeu distinct. D'aucuns soutiennent encore qu'il faudrait non seulement isoler l'aspect politique mais en faire fi, puisque le marché seul est le meilleur indice pour décider de la mise en valeur de l'énergie au Canada.

D'autres sont d'avis, au contraire, qu'il est prématuré de privatiser Petro-Canada, tant que le gouvernement n'aura pas défini de cadre politique pour débattre et juger du bien-fondé de l'abolition de notre société pétrolière d'État. La privatisation de Petro-Canada nous priverait irrémédiablement d'un bon instrument de la politique gouvernementale, qui a déjà bien servi et qui pourrait encore le faire. Le débat à ce sujet devrait donc se fonder sur des motifs pratiques, non idéologiques.

Selon la position majoritaire du Comité (à laquelle tous les membres ne souscrivent pas), aucune décision ne devrait être prise pour la privatisation de Petro-Canada tant que le gouvernement n'aura pas établi de cadre politique pour débattre de la question en connaissance de cause. Par conséquent:

(1) Le Comité recommande de surseoir à la privatisation de Petro-Canada tant que le gouvernement fédéral n'aura pas terminé la consultation entamée au sujet de la confluence énergétique ni établi sa politique de l'énergie.

En essayant de voir ce que l'avenir réserve à Petro-Canada, le Comité s'est penché sur des questions comme la sécurité des approvisionnements d'énergie au Canada, le rôle de cette société dans la rationalisation de l'industrie pétrolière nationale et les répercussions environnementales inhérentes à l'utilisation croissante d'énergie. Dans son étude, le Comité a anticipé sur son autre ordre de renvoi, l'examen du rapport sur la Confluence énergétique, *Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI^e siècle*. Comme le soutient ce rapport, le gouvernement fédéral doit adopter une position à long terme en matière d'énergie, en remplaçant les formes conventionnelles d'énergie par de nouvelles, en rendant accessibles de nouvelles techniques et en réduisant le gaspillage, pour deux raisons impérieuses : d'une part, la détérioration de notre environnement, attribuable, dans bien des cas, à l'exploitation énergétique, est devenue inacceptable; d'autre part, l'OPEP est appelée à dominer de plus en plus le commerce mondial du pétrole. En matière d'énergie, la politique canadienne doit viser désormais à modifier la demande et à favoriser un usage efficace, avec le même souci qu'elle a cherché auparavant à accroître l'approvisionnement. L'examen fait par le Comité du rapport sur la Confluence énergétique privilégie une telle orientation. Dans cette étude, le Comité a limité ses recommandations aux questions directement liées à Petro-Canada et à l'approvisionnement en énergie.

Petro-Canada – Survol des activités

Le Comité a examiné les activités de Petro-Canada de deux points de vue : son rendement, comparativement à Imperial Oil et Shell Canada, et son utilité aux fins de la politique officielle.

Rendement

La direction de Petro-Canada a fait un travail remarquable en créant, à partir d'une idée lancée il y moins de 15 ans, une société pétrolière d'envergure, dont la position est concurrentielle et les activités pleinement intégrées. Une entreprise bien structurée et prestigieuse est née de l'acquisition de cinq sociétés importantes: une réalisation impressionnante à tous égards.

Évalué selon les critères financiers reconnus, le succès de Petro-Canada est cependant moins évident. Son efficacité, du point de vue de l'entreprise, des actionnaires et des créanciers, est en général inférieure à celle des deux autres concurrents du secteur privé, en l'occurrence Imperial Oil et Shell Canada, auxquels nous l'avons comparée aux fins de cette étude. Petro-Canada a non seulement procuré à son bailleur de fonds, le gouvernement fédéral, une marge de profit inférieure, mais elle s'est aussi révélée un plus grand risque financier qu'Imperial et Shell, selon les mesures retenues à cet égard.

Le mauvais rendement s'est accru sensiblement depuis trois ou même cinq ans, au point où il y a lieu de mettre en doute les excuses invoquées par la direction de Petro-Canada dans le rapport annuel de 1989, pour justifier ses piètres résultats financiers, notamment les orientations imposées par le gouvernment, la croissance rapide à la suite des acquisitions, la nécessité d'intégrer les entreprises acquises, et les bas prix du pétrole et du gaz. Cinq exercices financiers se sont écoulés depuis que Petro-Canada a reçu le mandat de contribuer à la mise en oeuvre de la politique officielle et a procédé à ses principales acquisitions. Pourtant, ses profits, comparativement à ceux d'Imperial Oil et de Shell Canada, ne témoignent d'aucune amélioration sensible.

Utilité aux fins politiques

Sous l'ex-gouvernement libéral, Petro-Canada était investie de plusieurs mandats précis. Les plus importants étaient les suivants : (1) accroître la sécurité énergétique nationale en augmentant les sources d'approvisionnement en pétrole accessibles au Canada; (2) être pour le gouvernement une "fenêtre sur l'industrie" et ainsi l'aider à établir sa politique de l'énergie de façon éclairée; et (3) contribuer à accroître la présence canadienne dans le secteur pétrolier. Le président de Petro-Canada, Wilbert Hopper, a reconnu dans son témoignage devant le Comité que c'était là les "trois grands axes" qui devaient orienter l'intervention de la société au cours de ses premières années d'existence (Canada, Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, 16 novembre 1989, pp. 8-9). Outre ces fonctions principales, le Comité a constaté que Petro-Canada intervenait aussi dans la distribution de l'aide étrangère bilatérale dans le secteur pétrolier (par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive, la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale) ainsi que dans la promotion et la réalisation de la recherche et du développement en matière d'énergie (par l'intermédiaire de son ex-filiale Canertech et de ses services internes).

(1) Sécurité des approvisionnements énergétiques

L'utilisation de Petro-Canada pour promouvoir la sécurité énergétique au Canada, grâce à la mise en valeur du pétrole et de gaz englobe plusieurs activités distinctes.

Petro-Canada et la mise en valeur du pétrole dans les régions pionnières

Petro-Canada a reçu de l'ex-gouvernement libéral le mandat de promouvoir la prospection et la mise en valeur du pétrole sur les terres du Canada (terres "pionnières" situées au nord du 60e parallèle et au large de la Côte est). Les vastes travaux qu'elle a entrepris sur les terres domaniales ont permis de recueillir des renseignements qui n'auraient pu être obtenus autrement. Ainsi, même si les efforts de prospection n'ont pas accru les réserves pétrolières autant que prévu, ils ont

néanmoins permis d'acquérir des connaissances sur la présence d'hydrocarbures dans les terres domaniales à risque élevé et sur la géologie de ces régions. Prometteuses ou non, ces données demeurent précieuses; grâce à Petro-Canada, nous avons maintenant une meilleure idée des possibilités d'exploitation des ressources pétrolières dans les régions pionnières du pays.

Petro-Canada, entreprise internationale

Le succès de Petro-Canada dans la mise en valeur du pétrole à l'étranger peut contribuer à assurer la sécurité de nos approvisionnements futurs en pétrole brut classique. Même si les résultats sont encore limités, l'exemple de la Japan National Oil montre que cette activité peut contribuer à la sécurité énergétique nationale. Le Comité estime que les activités de Petro-Canada à l'étranger constituent un prolongement souhaitable, bien que très risqué, de ses travaux de prospection et de mise en valeur. M. Hopper a mentionné que cela était effectivement une considération: "...Petro-Canada devait s'efforcer d'accroître les sources d'approvisionnement en pétrole dont disposait le Canada, c'est-à-dire...instaurer des conditions propices à l'accroissement de la sécurité des approvisionnements à l'étranger" (Canada, Sénat, Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, 16 novembre 1989, p. 8).

Petro-Canada est active dans plusieurs régions instables et inexploitées du globe. Certains membres du Comité doutent que ces travaux à l'étranger puissent contribuer autant à la sécurité énergétique du Canada que si les ressources en question étaient investies ici dans des projets semblables. Cette activité est coûteuse – en 1989, Petro-Canada a consacré 14 p. 100 de ses dépenses en capitaux d'amont pour financer des projets de prospection en Amérique du Sud, dans le Sud-Est asiatique et au Moyen-Orient. Malgré l'importance de ces dépenses, le Rapport annuel de 1989 donne peu de précisions sur l'utilisation des fonds affectés à la prospection et sur les résultats obtenus.

Participation de Petro-Canada aux transactions entre États

Petro-Canada a servi d'intermédiaire au gouvernement du Canada de 1980 à 1985, pour négocier l'importation de pétrole brut mexicain. C'est la seule fois que Petro-Canada a mené une transaction pétrolière entre États. À cause de l'excédent actuel de pétrole sur les marchés mondiaux, cet aspect du mandat de Petro-Canada semble moins crucial pour les intérêts du Canada, mais il ne faut pas en conclure que les transactions entre États auront toujours une importance aussi secondaire dans l'avenir. Il est avantgeux d'avoir une société pétrolière nationale en contact avec d'autres organismes d'État, parce que ces liens contribuent à une meilleure connaissance et facilitent les négociations entre pays lorsque le marché mondial du pétrole est perturbé ou incertain. Les grandes sociétés pétrolières durent plus longtemps que les gouvernements et les ministres de l'Énergie : ce qui contribue à la continuité de la planification, à l'une meilleure compréhension des enjeux et à des liens plus solides avec l'industrie en général.

Petro-Canada et la recherche en matière énergétique

Petro-Canada a considérablement investi dans la recherche et le développement, afin de trouver un moyen d'exploiter les abondantes ressources du Canada en bitume et en huile lourde. Notre production de pétrole brut léger classique étant en baisse, le Canada devra choisir d'importer plus de pétrole ou de mettre en valeur ses ressources en hydrocarbures lourds. Il reste à faire d'importantes percées technologiques pour réduire le coût d'extraction et de traitement des hydrocarbures lourds, de sorte que la recherche effectuée par Petro-Canada dans ce domaine peut être considérée comme un investissement dans la sécurité énergétique future du Canada.

Réserves pétrolières stratégiques et engagements à l'égard de l'AIE

Le Canada ne maintient pas de réserves stratégiques de pétrole. Il n'est pas tenu de le faire selon les normes de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur le partage des ressources pétrolières, à cause de son statut actuel d'exportateur net de pétrole au sein des pays membres. Avec l'Accord de libre-échange, le Canada est cependant étroitement lié à un pays dont le déficit en production nationale de pétrole ne cesse de s'aggraver et dont la réserve pétrolière stratégique (RPS), déjà considérable, ne cesse de croître. Comme il en est question dans ce rapport, le Canada est appelé à devenir un importateur net de pétrole. Le Japon et l'Italie sont des pays qui manquent de pétrole et qui se servent de leurs sociétés pétrolières nationales pour gérer les réserves pétrolières du pays. Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources de la Chambre des communes recommandait en 1987 que "...le gouvernement fédéral se dote d'une réserve stratégique de pétrole égale à 90 jours d'importation nette de brut léger, les coûts de la constitution et du maintien de cette réserve devant être recouvrés par la levée d'une taxe sur les produits pétroliers à la raffinerie" (Canada, Chambre des communes, Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, 1987, p. 6). Cette recommandation tient compte du fait que la dépendance de l'Est du Canada à l'égard du pétrole extra-côtier se compare de nouveau à ce qu'elle était avant 1973. Si le Canada doit adopter une politique en vue de la constitution de réserves de pétrole, puisque sa production nationale de brut léger classique ne cesse de diminuer, Petro-Canada pourrait bien alors être l'organisme le mieux placé pour gérer ces réserves.

Avant l'adoption, en 1990, du projet de loi C-4, *Loi modifiant la Loi d'urgence sur les approvisionnements d'énergie et modifiant la Loi sur l'accès à l'information en conséquence*, au moins un des sept membres de l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie devait être un représentant de la haute direction de Petro-Canada, et le Canada était aussi représenté par Petro-Canada au sein du groupe permanent sur les questions d'urgence de l'AIE. Cette loi a mis fin à la participation directe de la société aux mesures d'urgence prises par le Canada et par l'AIE en cas de crise pétrolière.

(2) L'oeil du gouvernement sur l'industrie

Parce qu'elle fonctionne comme une entreprise pétrolière intégrée, en concurrence et parfois en association avec les autres sociétés pétrolières, Petro-Canada a sans contredit une connaissance de l'intérieur de l'industrie que n'a pas le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, ni l'Agence de surveillance des prix du secteur pétrolier ni quelqu'autre organisme de réglementation comme l'Office national de l'énergie. Ce point de vue est aussi à l'abri de toute influence de la part d'une association dont l'objectif est d'abord de défendre les intérêts collectifs de l'industrie. Par sa polyvalence, Petro-Canada est comme un oeil à multiples facettes braqué sur l'industrie, et un oeil d'autant plus précieux que le gouvernement fédéral peut s'en servir.

Le Comité ignore dans quelle mesure le gouvernement fédéral profite de la possibilité d'utiliser Petro-Canada de cette façon. Il n'existe aucun moyen sûr, pour quelqu'un de l'extérieur, de savoir si cette fenêtre sur l'industrie est vraiment utile ou même exploitée.

(3) L'oeil du public sur Petro-Canada

En comparaison des quatre autres pétrolières d'État étudiées par le Comité, Petro-Canada est moins surveillée par le gouvernement. Les autres sociétés d'État font, en effet, l'objet d'un contrôle politique plus serré et d'examens financiers plus rigoureux sous forme de vérifications comptables et d'autres procédures.

L'obligation qu'a Petro-Canada de rendre des comptes au public, par l'intermédiaire du Parlement, est minimale. Ses rapports annuels ne renferment pas autant de renseignements que ceux de sociétés pétrolières analogues du secteur privé. Petro-Canada ne publie pas de rapports trimestriels. Les comités parlementaires de la Chambre des communes et du Sénat peuvent la convoquer comme témoin pour l'interroger sur son rapport annuel, mais ils ne l'ont pas fait systématiquement jusqu'ici. Du temps où elle avait encore droit à des crédits parlementaires, Petro-Canada a comparu devant le Comité de l'énergie, des mines et des ressources de la Chambre (anciennement des Ressources naturelles et des Travaux publics) pour témoigner au sujet du budget des dépenses. Malheureusement pour les députés chargés d'examiner les crédits de Petro-Canada, le plan d'entreprise présenté au ministre demeure confidentiel (comme c'est le cas pour toutes les sociétés d'État) et seul un bref sommaire de ce plan est déposé au Parlement. Les renseignements contenus dans ce document ne sont pas suffisants pour pouvoir faire une étude approfondie des activités.

Le public devrait avoir accès à plus d'information sur Petro-Canada. Par exemple, la société pétrolière devrait être tenue de fournir des renseignements du genre de ceux qu'exige la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario dans son formulaire d'information annuel, ou encore la *U.S. Securities and Exchange*

Commission aux fins de ses rapports 10K et 10Q. Par conséquent:

(2) Le Comité recommande que Petro-Canada soit tenue de présenter publiquement autant d'information que ce qui est exigé d'entreprises comparables, à capitaux publics, du secteur privé.

Le Comité estime en outre que l'examen de Petro-Canada par le Sénat est insuffisant. Par conséquent:

(3) Le Comité recommande que le Sénat prenne l'habitude de convoquer Petro-Canada à intervalle régulier devant un comité pour examiner ses activités.

Le Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles compte d'ailleurs faire témoigner bientôt Petro-Canada au sujet de son Rapport annuel pour 1989.

(4) Canadianisation de l'industrie

Petro-Canada a contribué à la canadianisation de l'industrie pétrolière de plusieurs façons:

- grâce à l'acquisition d'intérêts étrangers et à l'accession subséquente de la société au statut d'exploitant de plein droit;

- grâce aux dispositions de "dévolution" du gouvernement fédéral, qui ont permis à Petro-Canada d'acquérir des droits de 25 p. 100 sur toute prospection en territoire domanial, et par d'autres acquisitions de terres; et

- grâce à sa collaboration avec l'industrie privée, notamment pour des prospections à risque élevé dans les régions pionnières et pour des développements technologiques.

Petro-Canada n'a toutefois pas été le seul facteur du mouvement de canadianisation qui s'est produit de 1976 à 1985. Plus déterminantes encore ont été les initiatives fédérales d'offrir des encouragements financiers et des avantages fiscaux aux entreprises canadiennes afin qu'elles étendent leurs opérations, en particulier sur les terres du Canada. Ces mesures ont sensiblement contribué à accroître la participation et le contrôle canadiens, comme en a fait foi l'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP). Depuis 1985, la participation et le contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière ont cependant fléchi dans l'ensemble. Au moment de présenter sa politique de l'énergie, le gouvernement fédéral devrait indiquer comment il compte atteindre son objectif de 50 p. 100 de participation canadienne dans l'industrie pétrolière.

Même si le Comité reconnaît que les activités de Petro-Canada ont contribué à *la canadianisation de l'industrie pétrolière, et s'il est* d'accord en principe avec l'idée d'une présence candienne accrue, il s'oppose néanmoins à ce que la canadianisation se fasse au prix d'une loi discriminatoire. Le Comité estime, en conséquence, que les acquisitions de Petro-Canada ne doivent pas être le fait d'une politique qui utilise notre société pétrolière nationale à de telles fins.

(5) Aide étrangère

Par l'intermédiaire de sa filiale à propriété exclusive, en l'occurrence la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale (CPCAI), Petro-Canada a servi les fins de la politique étrangère canadienne en distribuant de l'aide bilatérale. Mettant à contribution les ressources administratives de Petro-Canada ainsi que les méthodes et les connaissances de l'industrie pétrolière, la CPCAI est venue en aide aux pays du Tiers-Monde admissibles à l'aide canadienne, qui doivent importer une partie ou la totalité du pétrole dont ils ont besoin. Nos connaissances spécialisées et nos techniques ont été mises à profit pour assurer les services offerts à contrat. Même s'il est conditionnel, le programme d'aide a profité aux pays bénéficiaires aussi bien qu'à l'industrie pétrolière canadienne. Le Comité conclut que c'est là un aspect positif des activités de Petro-Canada, et qu'on doit le maintenir advenant la privatisation de l'entreprise.

(6) Recherche dans le domaine de l'énergie

Même si on peut considérer la recherche et le développement comme une autre facette de la sécurité énergétique, le Comité estime nécessaire d'en traiter séparément. Mis à part ses recherches sur l'extraction et le traitement des hydrocarbures lourds, Petro-Canada s'est adjoint une entreprise à capital de risque – Canertech – dont le rôle consiste à promouvoir la recherche dans le domaine de la conservation et des sources d'énergie de remplacement dans le secteur privé canadien. Au cours de ses quatre années d'existence, Canertech a acquis des participations dans diverses petites entreprises et a collaboré à des projets de recherche, mais elle n'a pas eu l'effet catalyseur escompté. La dégringolade des prix du pétrole et le peu d'intérêt démontré par Petro-Canada n'ont fait qu'aggraver la situation.

Le Comité ne voit pas Petro-Canada devenir le conglomérat plus diversifié qui voudrait entreprendre de telles opérations, et il en conclut que la société d'État n'était pas le véhicule approprié pour ce genre de recherche et développement. Néanmoins, le Canada a besoin d'un organisme pour mener les diverses recherches en énergie qui, jusqu'ici, relevaient de la Division de l'énergie du Conseil national de recherche. Il importe donc que le gouvernement précise à qui incombera cette responsabilité dans l'avenir.

Rationalisation du secteur pétrolier d'aval

Petro-Canada a largement contribué à la rationalisation de l'industrie pétrolière nationale au Canada. Grâce à son expansion, la société représente maintenant le cinquième environ des activités de commercialisation et de raffinage du pétrole au Canada; elle est précédée seulement par Imperial Oil, dont la capacité de raffinage est de 28 p. 100 et la part du marché de 24 p. 100. En même temps le nombre de ses concurrents a diminué (les acquisitions de Petro-Canada étant le principal facteur à l'origine de leur disparition). Il y a deux conséquences possibles à cette rationalisation. D'une part, le fait d'avoir moins de participants dans l'industrie d'aval augmente les possibilités d'améliorer l'efficacité des opérations grâce aux économies d'échelle, et de rationaliser les systèmes de raffinage, de distribution et de commercialisation. D'autre part, les consommateurs canadiens risquent de voir les prix au détail augmenter en raison du plus petit nombre de concurrents dans l'industrie.

Le Comité est d'avis que le gouvernement fédéral s'est trompé en permettant à Petro-Canada de s'accaparer une part aussi grande de l'industrie d'aval, où elle semble avoir misé essentiellement sur les acquisitions et la publicité plutôt que le mécanisme d'établissement des prix pour livrer concurrence. M. Hopper a confirmé devant le Comité que la diversification dans le secteur d'aval était essentielle à la survie à long terme de son entreprise.

> ...Je ne pense pas que Donald Macdonald ait très bien vu l'avenir qui s'ouvrait devant la compagnie. Écoutez, si vous deviez créer une société, et que vous limitiez ses activités à l'exploration dans les régions limitrophes, et qu'elle n'achète rien, en cinq ans, elle sera complètement démantelée... Si nous voulions survivre, que la Société survive, ce qui était mon ambition, il nous fallait acheter. Nous devions nous constituer une marge brute d'autofinancement. Je devais bâtir une société capable de survivre par ses propres moyens. Les gouvernements changent et il y a effectivement eu des changements. Il était clair que la Société ne pouvait pas se contenter d'aller faire des forages dans les régions limitrophes sans autre apport d'argent que les subventions gouvernementales. Ce n'était guère réaliste.
> (Canada, Sénat, Comité permanent de l'énergie et des ressources naturelles, 16 novembre 1989, pp. 29-30)

Nous ne croyons pas que le gouvernement doive dicter à Petro-Canada sa stratégie de commercialisation, puisque cela serait extrêmement néfaste à l'industrie; peut-être y aurait-il lieu cependant que Petro-Canada se départisse de son actif en aval de manière à stimuler la concurrence, qu'il y ait ou non privatisation.

(4) Le Comité recommande d'étudier davantage la rationalisation de l'industrie pétrolière d'aval et ses conséquences possibles sur la concurrence en général, en mettant particulièrement l'accent sur le rôle de Petro-Canada.

Agence nationale d'approvisionnement en énergie

Après avoir passé en revue les différentes fins auxquelles Petro-Canada a servi par le passé et après avoir pris en considération les enjeux énergétiques auxquels le Canada fera face dans l'avenir, le Comité en est arrivé à la conclusion que l'engagement du gouvernement fédéral dans le secteur énergétique était encore justifié à bien des égards. Si Petro-Canada continue à fonctionner comme une entreprise commerciale uniquement ou si elle est privatisée, il faudra qu'un autre organisme gouvernemental assume ce rôle étatique.

Les membres du Comité ont retenu particulièrement l'utilisation faite par le gouvernement japonais de la Japan National Oil Corporation (JNOC), dont le rôle est de faciliter la mise en oeuvre de la politique énergétique nationale dans le secteur pétrolier sans avoir à s'acquitter d'un mandat opérationnel particulier. La JNOC investit, avec des entreprises japonaises du secteur privé, dans la prospection et la mise en valeur du pétrole un peu partout dans le monde, partageant les risques et assumant une partie des coûts. Lorsque les activités de prospection sont fructueuses et se soldent par une mise en exploitation, la JNOC recouvre sa mise et réinvestit dans de nouveaux projets; cela réduit d'autant les fonds que le gouvernement japonais doit consacrer au secteur. Les entreprises aidées par la JNOC en 1988 ont produit environ 1,3 million de barils de pétrole par jour dans différentes régions du monde; le tiers de cette production a été écoulée sur le marché japonais, soit 12,4 p. 100 de la consommation du pays. La JNOC gère aussi la réserve stratégique de pétrole du Japon, en s'associant au secteur privé pour constituer des stocks de pétrole; et elle remplit des fonctions importantes de recherche et de développement pour l'industrie pétrolière japonaise.

Selon la plupart des membres du Comité, le Canada profiterait beaucoup d'une agence nationale d'approvisionnements pétroliers, dont le mandat consisterait à travailler en collaboration – et non en concurrence – avec le secteur privé pour assurer l'approvisionnement du Canada en pétrole et en gaz naturel. Si le gouvernement n'est pas prêt à confier ce rôle à Petro-Canada, alors le Comité recommande la création d'un nouvel organisme.

(5) Le Comité recommande que le gouvernement fédéral envisage la création d'une agence nationale d'approvisionnement en énergie, dont le mandat principal consisterait à faciliter la mise en valeur des ressources pétrolières du Canada de concert avec le secteur privé. Cet organisme d'État ne serait investi d'aucune responsabilité afin d'éviter toute concurrence avec le secteur privé.

Même si la question de l'approvisionnement en énergie est déjà traitée ici, à la recommandation 5, les membres du Comité veulent insister sur une chose : l'orientation future du Canada en matière d'énergie doit se fonder sur une évolution de la demande et une plus grande efficacité d'utilisation de l'énergie; elle ne peut concerner l'aspect approvisionnement seulement. Seule une politique équilibrée,

fondée sur le long terme, pourra atténuer nos problèmes d'environnement, améliorer notre sécurité énergétique et renforcer la capacité concurrentielle de notre économie. Ces questions seront au coeur de l'étude que le Comité s'apprête à faire du rapport vers la confluence énergétique.

Chapitre un

Revue des activités de Petro-Canada

A. Débuts et évolution

En décembre 1973, le gouvernement du Canada annonçait son intention de créer une société pétrolière nationale, qui aurait le mandat suivant:

- prospecter pour trouver des sources classiques de pétrole et de gaz au Canada;
- investir dans la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Canada, plus particulièrement accélérer la mise en valeur des sables pétrolifères de l'Ouest pour lesquels il n'existe pas de technologie d'exploitation;
- agir comme organisme central d'achat de l'État sur les marchés d'importation de pétrole; et
- éventuellement se lancer dans le raffinage et la commercialisation des produits pétroliers.

La *Loi sur la Société Petro-Canada* a été déposée à la Chambre des communes en octobre 1974, et la sanction royale a été accordé le 30 juillet 1975. Petro-Canada a commencé ses activités en janvier 1976.

L'objet de la Société est énoncé à l'article 3 de la Loi:

> **3.** La présente loi a pour objet de créer, dans le secteur de la production énergétique au Canada, une société d'État, habilitée à rechercher les gisements d'hydrocarbures, négocier et conclure l'achat de pétrole et de produits pétroliers à l'étranger afin d'assurer la permanence des approvisionnements au Canada, mettre en valeur et exploiter dans l'intérêt du Canada des gisements d'hydrocarbures tant au Canada qu'à l'étranger, effectuer des travaux de recherche et de développement concernant les hydrocarbures et tous autres combustibles et se lancer dans la prospection, la production, la distribution, le raffinage et la commercialisation des combustibles.

Les cinq objectifs officiels de la Société sont énoncés à l'article 6:

6. La Société a pour objet

a) de faire de la prospection pour rechercher et mettre en valeur des sources de combustible ou d'énergie, et notamment d'hydrocarbures;

(b) d'effectuer des travaux de recherche et de développement concernant les ressources en combustibles et en énergie;

(c) d'importer, de produire, de transporter, de distribuer, de raffiner et de commercialiser les hydrocarbures de toutes sortes;

(d) de produire, de distribuer, de transporter et de commercialiser d'autres combustibles et d'autres sources d'énergie;

(e) de s'engager ou d'investir dans des opérations ou des entreprises ayant un rapport avec l'exploration, la production, l'importation, la distribution, le raffinage et la commercialisation de combustibles, d'énergie et de ressources connexes.

La *Loi sur la Société Petro-Canada* conférait de larges pouvoirs de fonctionnement à la nouvelle société, y compris le mandat de participer à tous les aspects du secteur pétrolier et le pouvoir de s'occuper de toutes les formes d'énergie, non pas uniquement du pétrole. Néanmoins, Petro-Canada devait au départ se concentrer sur les activités d'amont du commerce intérieur du pétrole. S'adressant au Comité permanent des ressources nationales et des travaux publics de la Chambre des communes à propos du projet de loi C-8, la *Loi créant une société pétrolière nationale,* le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Donald Macdonald, déclarait (traduction):

> ... pour répéter une observation que nous avons déjà faite, notre intention est de compléter les capacités du secteur pétrolier canadien de procéder à des travaux d'exploration et de mise en valeur de nouveaux dépôts d'hydrocarbures: en ce sens, se lancer dans le raffinage ou la commercialisation ne serait pas un des objets primaires de la Société à l'heure actuelle. Je ne peux parler au nom des autres ministres ou des autres ministères, surtout pas à l'avenir, mais l'objet et l'orientation primaire de la Société seraient axés sur l'exploration et la mise en valeur.
> (Canada, Chambre des communes, Comité permanent des ressources nationales et des travaux publics, 24 avril 1975, p. 8)

Moins de trois ans après, cependant, Petro-Canada allait se prévaloir des pouvoirs que lui conférait la Loi d'étendre ses activités au secteur d'aval.

Outre les objectifs officiellement énoncés dans la Loi, qui permettaient à Petro-Canada de fonctionner comme société pétrolière intégrée, plusieurs autres objectifs relevant des politiques de l'État furent fixés à la Société. Tout d'abord, elle

devait contribuer à assurer la sécurité des approvisionnements pétroliers du Canada (en favorisant la prospection et la mise en valeur du pétrole dans les terres du Canada et en passant des marchés entre États pour le pétrole sous-marin) et servir de "fenêtre sur l'industrie".

À propos des fonctions de Petro-Canada, Larry Pratt écrit:
(Traduction)

> Parmi les nombreuses fonctions qui peuvent revenir à une société pétrolière nationale, deux en particulier préoccupaient le gouvernement Trudeau à la fin des années 1973. Tout d'abord, une société des importations de pétrole. Deuxièmement, le besoin qu'avait le gouvernement de connaître l'ampleur et le coût des réserves pétrolières et gazières du Canada venait en conflit avec le comportement commercial normal du secteur pétrolier privé; une société pétrolière nationale sous contrôle gouvernemental pouvait évaluer l'avenir différemment et donc répondre aux objectifs de la politique de l'État...
> (Pratt, 1988, p. 159-160)

> ...Bien que l'option de pénétrer plus tard dans le raffinage et la commercialisation n'ait pas été écartée, la société envisagée par les conseillers énergétiques libéraux à la fin de 1973 n'avait pas pour but de remplacer le secteur pétrolier privé. Son objectif principal n'était pas non plus de "canadianiser" l'industrie pétrolière canadienne. Sa principale fonction ne devait pas être celle de percepteur de loyer, puisqu'un percepteur de loyer pour être efficace devrait détenir un monopole dans l'industrie et qu'on avait rejeté cette option. Son mandat initial devait plutôt être de favoriser l'autonomie en accélérant le rythme de l'exploration et de la mise en valeur à risques élevés; en complétant l'exploration pionnière générée par le marché et en encourageant des entreprises conjointes avec des capitaux privés, la société pétrolière nationale devait tenter de résoudre le problème du sous-investissement découlant des taux d'escompte excessifs pratiqués par l'industrie pétrolière. Parce qu'une société d'État pouvait se permettre d'utiliser un taux d'escompte inférieur à celui de l'entreprise privée, elle pouvait investir dans l'exploration et la recherche sans s'engager à une production hâtive à partir des réserves découvertes. Ainsi, en coupant le lien commercial entre l'exploration et la production, on espérait accroître au Canada le rapport entre les réserves et la production, ce qui aurait mis le pays en meilleure posture pour soutenir une pénurie mondiale.
> (*Ibid.*, p. 164-165)

Dans son premier rapport annuel, la nouvelle société reconnaît qu'elle a pour mandat d'atteindre trois objectifs du gouvernement (Petro-Canada, 1977, p. 4):

- accroître l'approvisionnement en énergie des Canadiens;
- aider le gouvernement à énoncer sa politique nationale de l'énergie; et

- intensifier la présence canadienne dans l'industrie des hydrocarbures.

(Traduction)

Peu après la constitution en société de Petro-Canada, les actions (45%) détenues par la Couronne dans Panarctic Oils Limited lui furent cédées à une valeur comptable de 78,1 millions de dollars. En avril 1976, Petro-Canada héritait aussi de la part de 15 p. 100 des actions détenue par le gouvernement fédéral dans le projet de sables bitumineux Syncrude et assumait la participation du gouvernement dans ce projet. La valeur comptable de ce transfert s'établissait à 93,8 millions de dollars. Des fonds additionnels versés en 1976 avaient porté, à la fin de l'année, l'investissement dans Syncrude à 170,4 millions de dollars. On s'attendait à ce que la contribution totale de la société au coût global de construction de Syncrude, évalué à 2,1 milliards de dollars, atteigne 315 millions de dollars. Petro-Canada se lança en outre dans le projet *Polar Gas*, concrétisant ainsi une promesse du gouvernement. Amorcé en 1972 sous forme de consortium de recherche, le projet consistait à étudier la possibilité de transporter du gaz naturel des Iles arctiques jusqu'aux marchés du sud. En 1976, Petro-Canada y versa 7 millions de dollars.

Afin de doter la société des moyens d'acquérir des propriétés foncières dans les terres domaniales du Canada, le gouvernement proposa, dans l'énoncé de politique de mai 1976, d'accorder à la nouvelle pétrolière nationale des droits privilégiés de rachat. Aux termes d'un nouveau règlement d'application de la Loi sur le pétrole et le gaz naturel, Petro-Canada pouvait acquérir jusqu'à 25 p. 100 des terres cédées à la Couronne. Un autre droit privilégié, prévu dans le Programme énergétique national (PEN) de 1980, lui donnait l'option d'acquérir une participation directe de 25 p. 100 dans des terres domaniales:

> ...Cette participation qu'exercera Petro-Canada ou une autre société d'État prendra la forme d'un intérêt passif pouvant être transformé en participation directe à tout moment avant l'autorisation du régime de production d'un champ particulier. Elle s'appliquera à tous les intérêts détenus, indifféremment de leur mode d'acquisition".
> (Canada, ÉMR, 1980, p. 47) (Traduction)

Petro-Canada pouvait exercer cette option sans avoir à payer les dépenses d'exploration déjà engagées. Elle paierait, néanmoins, tous les frais de production associés à la part de 25 p. 100 détenue par la Couronne. Sous l'effet de pressions exercées par le gouvernement des États-Unis, pour lequel cette disposition revenait ni plus ni moins à une confiscation, le gouvernement du Canada annonça par la suite qu'il ferait des paiements à titre gracieux aux sociétés pétrolières en regard de certaines dépenses déjà engagées, si Petro-Canada se prévalait de son droit, mais seulement pour les découvertes de pétrole et de gaz faites avant la fin de 1982 et les puits de découverte creusés avant la fin de 1981.

Petro-Canada se lança ensuite dans la première d'une série d'acquisitions dans le secteur privé qui devaient en faire une des plus importantes sociétés

intégrées faisant affaire au Canada. Dès le 1er août 1976, la société acquit l'actif canadien d'Atlantic Richfield Canada Ltd., lequel devint une filiale à part entière, Petro-Canada Exploration Inc. Cette acquisition avait coûté 342,44 millions de dollars.

Le 10 novembre 1978, Petro-Canada prenait le contrôle de Pacific Petroleums Ltd., grâce à l'acquisition de 52 p. 100 des actions détenues par Phillips Petroleum Co. of Oklahoma. Au début de 1979, elle élargit sa propriété à plus de 90 p. 100 et, par la suite, acheta toutes les actions en circulation de Pacific Petroleums. Grâce à cette acquisition, elle devenait actionnaire à 32 p. 100 de Westcoast Transmission Co. Ltd., un des grands partenaires de l'Alberta Gas Trunk Line Company (qui deviendra par la suite NOVA) dans plusieurs entreprises en participation.

En 1980, Petro-Canada commença à négocier l'acquisition de Petrofina Canada Inc. de la Petrofina S.A. de Belgique. Le gouvernement fédéral approuva ce projet d'achat, qui donnerait à Petro-Canada des points de vente au détail dans tout le pays. C'est ainsi qu'en avril 1981, il annonça qu'il appliquerait une Redevance spéciale de canadianisation à toutes les ventes intérieures de produits pétroliers et de gaz naturel afin de récupérer 85 p. 100 des frais d'acquisition. La valeur totale des actions de Petrofina Canada en circulation le 2 mai 1981 était de 1,46 milliard de dollars; une autre tranche de 350 millions de dollars fut mise de côté en prévision des coûts du financement, qui seraient fonction du moment choisi pour acheter les actions durant une période d'acquisition étalée sur 25 mois. En 1983, l'acquisition était complétée, à un prix global de 1 600,5 millions de dollars. Petro-Canada disposait désormais d'importantes installations de raffinage à Montréal et d'un réseau pancanadien de commercialisation. De plus, sa participation à Syncrude s'en trouvait relevée à 17 p. 100, tout comme son portefeuille d'actions du groupe Alsands. En 1981, le conseil d'administration autorisa l'affectation de 117 millions de dollars à la construction d'une tour de raffinage de pétrole lourd d'une capacité de 5 000 barils par jour à Montréal pour faire la démonstration du procédé d'hydrocraquage de CANMET.

En octobre 1982, Petro-Canada fit une offre d'achat de toutes ses actions à la BP Refining and Marketing Canada Limited. En mars suivant, elle achetait toutes les actions donnant droit de vote en circulation ainsi que 9,4 p. 100 des actions sans droit de vote, au prix de 115,781 millions de dollars. Aux termes de l'offre, Petro-Canada devait acquérir le reste des actions sans droit de vote en 1984 et en 1985, à un prix progressivement plus élevé. L'achat fut complété en 1985 au prix de 424,8 millions de dollars. Ces actifs, devenus Petro-Canada Products Inc., comprenaient 1 640 stations-service de BP en Ontario et au Québec ainsi que les installations de raffinage de la BP à Oakville.

Malgré l'affirmation du président de Petro-Canada, en novembre 1983, que la BP était la dernière grande acquisition de la société qui, dorénavant, se concentrerait sur la consolidation de son actif, Petro-Canada fit une autre acquisition: l'avoir en aval de Gulf Canada, pour lequel elle paya 1 014,9 millions de dollars, complétant la transaction en 1986. En dix ans à peine, Petro-Canada était devenue l'un des plus importants intervenants du regroupement de producteurs canadiens. Ses acquisitions,

énumérées au tableau 1, lui avaient coûté près de 4,9 milliards de dollars en termes réels.

Dans l'intervalle, soit en 1980, Petro-Canada et NOVA réunissaient leurs efforts pour construire le quatrième complexe de récupération de sables pétrolifères du Canada. Suncor (auparavant Great Canadian Oil Sands ou GCOS) et Syncrude avaient déjà atteint le stade de la production, et le projet Alsands (dans lequel Petro-Canada détenait un intérêt de 17 p. 100 après l'acquisition de Petrofina), le stade de la mise en valeur. L'entreprise commune de Petro-Canada et de l'Alberta Gas Trunk Line, connue sous le nom de Canstar Oil Sands Limited et annoncée en mai 1980, était la première exploitation de sables bitumineux détenue et administrée par des Canadiens; elle devait avoir une capacité comparable à celle de Syncrude (130 000 barils par jour de brut synthétique) et d'Alsands (140 000 barils par jour de brut synthétique). Dans la foulée de la deuxième crise pétrolière, cependant, les projets Alsands et Canstar ont été abandonnés.

La croissance de l'actif de Petro-Canada s'est accompagnée d'une expansion de son rôle comme agent de la politique fédérale. Les pénuries de pétrole qui menaçaient à la suite de la crise iranienne, en 1979, incitèrent le Canada à chercher de nouvelles sources d'approvisionnement. Après plus d'un an de négociations, le président du Mexique signa, en mai 1980, un accord qui prévoyait la vente d'État à État de 50 000 barils par jour de pétrole brut. Ce fut la seule incursion de Petro-Canada dans les marchés pétroliers entre États.

Pratt soutien que l'élargissement du mandat de Petro-Canada découlait en particulier de deux événements: la mise en place du Programme énergétique national (PEN) en 1980 après le second choc pétrolier, et la crise financière qui secoua l'industrie pétrolière dans les années 1980 en raison de la chute de la consommation et des prix. Il écrit:

> ...Petro-Canada devait maintenant non seulement servir de catalyseur en accélérant le rythme de l'exploration frontalière et de la mise en valeur des sables bitumineux, elle devait également aider à restructurer et à canadianiser les industries du pétrole et du gaz, servir d'instrument pour percevoir des loyers économiques et des avantages industriels; elle devait fournir des renseignements et des explications sur l'industrie et, selon ses propres termes, être "une présence fédérale pour comprendre et influencer les échéances et les priorités des projets dans diverses sphères d'activité de l'industrie, par exemple le raffinage du mazout lourd à Montréal, les nouvelles usines de sables bitumineux et la mise en valeur de la côte est." Le gouvernement créait même une nouvelle filiale, Petro-Canada international pour aider les pays du tiers monde dans leur recherche de ressources pétrolières...
> (Pratt, 1980, p. 183)

Tableau 1: Actif et acquisitions de Petro-Canada, 1976-1989

Année	Actif total (millions de $)	Acquisitions	Contrepartie Consideration (millions de $)
1976	714.0 $	Atlantic Richfield Canada	342.4 $
1977	878.7		
1978	3 348.9	Pacific Petroleums	746.9
1979	3 411.3	Pacific Petroleums	749.5
1980	3 766.8		
1981	6 617.5	Petrofina Canada	825.5
1982	7 552.1	Petrofina Canada	350.3
1983	8 239.0	Petrofina Canada	424.7
		BP Canada	121.6
1984	9 055.3	BP Canada	1.2
1985	8 846.1	BP Canada	302.0
		Gulf Canada	713.9
1986	8 139	Gulf Canada	301
1987	8 453		
1988	8 611		
1988 (redressés)	6 752 (a)		
1989	6 818		

Nota (a): Depuis le 1er janvier 1989, Petro-Canada a changé sa méthode comptable et redressé les soldes de 1988 en conséquence dans son *Rapport annuel 1989*.

Sources: Halpern, Paul, André Plourde et Leonard Waverman, *Petro-Canada: Rôle, contrôle et exploitation*, Rapport préparé pour le Conseil économique du Canada, Ottawa, Tableau 2-1, page 15, 1988; Petro-Canada, *Rapports annuels*, Calgary, 1986-1989.

En mai 1980, le gouvernement fédéral créa la filiale Canertech de Petro-Canada, destinée à attirer des capitaux de risque pour la mise en valeur de technologies d'économie d'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables. Canertech, dont le siège social était à Winnipeg, disposait d'un budget initial de 20 millions de dollars. Elle était habilitée à soutenir les entreprises canadiennes, au moyen d'entreprises communes ou de participation à l'avoir propre. Canertech dut fermer ses portes, lors du changement de gouvernement en 1984.

En août 1980, la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale voyait le jour comme filiale de Petro-Canada. Elle avait pour mandat d'offrir à des

pays en développement de la technologie et de l'expertise canadiennes afin de les aider à moins dépendre de pétrole importé. Elle agissait comme prestataire directe de l'aide canadienne au développement en participant à la prospection d'hydrocarbures, en effectuant des études géologiques et géophysiques et en fournissant l'aide et la formation techniques. Le fait que cette aide était conditionnelle garantissait des avantages à l'industrie pétrolière canadienne. La Société pour l'assistance internationale est toujours en place. On trouvera plus loin, dans ce chapitre, des précisions à son sujet.

À la suite de la deuxième crise pétrolière, l'industrie internationale s'est restructurée de fond en comble. La demande mondiale de pétrole étant en chute libre, le taux d'utilisation des raffineries se retrouva sous le seuil de la rentabilité. Les échanges de pétrole de pays à pays diminuèrent, et c'est alors que les ventes à terme de pétrole et de gaz devinrent monnaie courante. Pour survivre dans la nouvelle industrie pétrolière intégrée, il fallait dorénavant rationaliser la capacité, s'adapter à des marchés en évolution et à des percées technologiques rapides. La stratégie adoptée par Petro-Canada et qui consistait à favoriser les mégaprojets à coût élevés, pour la sécurité à long terme des approvisionnement, mit en danger la viabilité de la société.

En 1984, le nouveau gouvernement enjoignit à Petro-Canada de se conduire comme toute autre entreprise commerciale intégrée du secteur pétrolier canadien, ainsi que l'expliquait le *Rapport annuel de 1984:*

> ...La société est désormais mandatée par son actionnaire pour se comporter comme toute autre entreprise commerciale du secteur privé; elle doit insister sur la rentabilité et sur la nécessité d'accroître au maximum le rendement de l'investissement du gouvernement du Canada. À cet égard, Petro-Canada ne sera plus un moyen pour le gouvernement de réaliser des objectifs énoncés dans sa politique. Cependant, le gouvernment se réserve le droit, en tant qu'actionnaire, d'instruire officiellement Petro-Canada de mener certaines activités dans l'intérêt national.
> (Petro-Canada, 1985, p. 2)

En 1989, Petro-Canada passait de la capitalisation du coût entier à la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, pour rendre compte de ses activités d'amont; elle signala donc un capital-actions considérablement réduit. La société annonça aussi une restructuration complète de son exploitation, afin de réduire les coûts et le personnel, de modifier les pratiques d'exploitation et de changer le solde de son actif. Déjà, elle avait vendu presque 120 millions de dollars en valeurs d'actif et projetait de vendre une quantité considérable de ses intérêts économiques au cours des prochaines années, dans l'espoir d'améliorer sa capacité concurrentielle et d'augmenter son rendement financier.

Le 20 février 1990, le ministre des Finances Michael Wilson annonçait que le gouvernement du Canada procéderait à la privatisation de Petro-Canada. Le

lendemain, le ministre d'État à la Privatisation, John McDermid, apporta des précisions. Dans un premier temps, l'offre d'actions de trésorerie représenterait environ 15 p. 100 du capital-actions de la société. Aucun particulier ne pourrait détenir plus de 10 p. 100 des actions, et la participation étrangère serait limitée à 25 p. 100 des actions détenues par le public. Le ministre d'État à la Privatisation conserverait la participation de l'État et gérerait les actions comme un placement. Petro-Canada serait exploitée comme une société privée n'ayant plus aucun lien de dépendance avec le gouvernement.

La société pétrolière fait surtout affaire sous la raison sociale de sa filiale exclusive Petro-Canada Inc., qui est constituée en société en vertu de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes. L'exploration, la mise en valeur et la production sont exécutées pas la Division des ressources de Petro-Canada tandis que le raffinage, la distribution et la commercialislation sont confiés à sa Division des produits.

1. Canertech

Canertech Inc. fut établie en vertu du Programme énergétique national annoncé en novembre 1980, comme une entreprise de développement de capital de risque du gouvernement du Canada mandatée pour investir dans la technologie d'économie d'énergie et les appareils de conversion aux énergies renouvelables. Elle tirait sa raison d'être des objectifs fixés dans le PEN, c'est-à-dire l'autosuffisance énergétique, l'économie d'énergie et le remplacement du pétrole. C'est ainsi qu'elle fut créée par décret le 4 décembre 1980 et constituée en filiale à part entière de Petro-Canada en vertu de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes, le 11 décembre 1980. Son siège social se trouvait à Winnipeg. La société ouvrit ses portes en janvier 1981.

Le mandat de Canertech, comme en témoigne son règlement intérieur, était de (Canertech, 1983, p. 4):

a) investir ou s'engager, seule ou avec d'autres, dans la production, la distribution, la commercialisation, la vente, la recherche, le développement et la démonstration de formes nouvelles ou redécouvertes d'énergie et dans la technologie, les produits et les services d'économie de l'énergie et d'autres activités forcément connexes;

b) acquérir et détenir des actions ou des actifs de quiconque effectue le genre de travaux mentionnés au paragraphe (a).

La sphère d'activité de Canertech comprenait les produits, installations et services d'économie de l'énergie, ainsi que la conversion à la biomasse, à l'énergie solaire, à l'énergie éolienne, à l'énergie marémotrice, aux petits aménagements hydro-électriques et à l'énergie géothermique. (Canertech, 1982, p. 4) Canertech a été établie comme une entreprise d'investissement chargée de développement; elle

ne servait pas à financer des dettes ou à accorder des subventions. La nouvelle société avait un budget initial de 20 millions de dollars, avancés par sa société mère à partir de la part versée par le gouvernement du Canada à Petro-Canada. Cette avance ainsi que celles qui ont suivi devaient être remboursées, ainsi que certains frais, lorsque Canertech deviendrait autonome, comme le projetait le gouvernement.

En plus d'investir dans certaines petites entreprises et de les acquérir, Canertech créa en octobre 1982 une filiale à part entière, Canertech Conservation Inc., afin d'offrir, au moyen de filiales d'exploitation, des services de modification des installations pour économiser l'énergie aux établissements collectifs, commerciaux et industriels. Vers la fin de 1984, Canertech Conservation avait établi des entreprises en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et à l'Ile-du-Prince-Édouard, ainsi qu'en Ontario, et elle annonçait son intention d'en établir d'autres dans l'ouest du Canada. La société garantissait à ses clients que les économies d'énergie réalisées paieraient le coût de modification des installations, y compris les bénéfices et les frais de report de la société, dans les cinq ans.

Canertech orienta son développement en fonction de trois secteurs: les économies d'énergie, les services de modification des installations et les énergies renouvelables. En 1984, le portefeuille d'investissement de Canertech dans les économies d'énergie comprenait des intérêts dans les entreprises produisant de la laine minérale isolante, des thermostats programmables, des blocs de béton isolants pour les murs Trombe et des appareils spécialisés de combustion. Quant au marché de modernisation des installations, Canertech investit dans une entreprise spécialisée en installations économes et dans le principal fournisseur canadien d'installations de production d'électricité pour les emplacements éloignés et hors réseau, tout en faisant démarrer Canertech Conservation Inc. Afin de promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables, la société acquit une participation dans une entreprise de mise au point d'installations de combustion de biomasse au moyen de la technique de gazéification sur lits fluidisés et dans une autre entreprise d'installations de chauffage utilisant le bois, le bois et l'électricité, le bois et le mazout et le bois et le charbon. Canertech s'associa à deux projets spéciaux, l'un visant à construire une unité de gazéification commerciale pour traiter les résidus de scieries, et l'autre à développer une technologie de production de carburant éthanol à partir de cellulose de bois.

Dans un énoncé économique de novembre 1984, le nouveau gouvernement progressiste-conservateur annonça qu'il fermerait Canertech et vendrait ses actifs, faisant observer que certains programmes avaient atteint le stade où ils pourraient être éliminés ou graduellement retirés (Canada, Conseil du Trésor, 1984, p. C.2 et C.9). Dans le même énoncé, le gouvernement déclarait qu'il ne donnerait pas suite au projet d'injection de capital de 275 millions de dollars dans la société Petro-Canada (p. 8).

2. Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale

Le PEN a été le premier à mentionner la CPCAI comme une nouvelle initiative

importante pour aider les pays en voie de développement. On y soulignait que des échanges préliminaires avaient déjà eu lieu avec les sociétés pétrolières nationales du Mexique et du Venezuela, concernant d'importants efforts communs déployés pour aider à la mise en valeur des hydrocarbures en Amérique latine et dans les petites Antilles (Canada, EMR, 1980, p. 53). En août 1981, le premier ministre Trudeau annonça la création de la CPCAI à la conférence sur les sources nouvelles et renouvelables d'énergie à Nairobi, expliquant qu'elle avait pour but d'aider les pays en développement importateurs de pétrole à exploiter leurs propres ressources énergétiques, particulièrement les hydrocarbures. La nouvelle société apporterait une aide directe au développement des pays du tiers monde et pourrait au besoin servir d'exécutant pour d'autres organismes comme la Banque mondiale. La CPCAI a un statut unique. Bien qu'elle ait été constituée en décembre 1981 comme une filiale exclusive de Petro-Canada, elle est un organisme sans but lucratif d'aide canadienne au développement, qui fonctionne avec des fonds publics votés au Parlement. La CPCAI peut faire appel aux ressources et au personnel de Petro-Canada selon les besoins, à condition d'en payer le coût. Petro-Canada sert aussi d'exécutant de la CPCAI à l'étranger et adjuge les contrats à l'industrie canadienne.

Ainsi, le règlement intérieur autorise la CPCAI:

(a) à aider les pays en développement à réduire ou à éliminer leur dépendance à l'égard du pétrole importé au moyen, lorsqu'il y a lieu, de la technologie et de l'expertise canadiennes pour la prospection des hydrocarbures et des travaux connexes et à servir d'agent direct de prestation d'assistance canadienne au développement et d'agent exécutant pour d'autres organismes d'aide au développement, à exécuter les activités suivantes dans les pays en développement admissibles à une aide canadienne bilatérale au développement et importateurs de pétrole:

- participer à la prospection de ressources en hydrocarbures, particulièrement de pétrole et de gaz, dans les pays en développement;

- exécuter des études préalables à la prospection et d'autres études connexes dans des pays en développement; et

- fournir de l'aide et de la formation techniques au personnel de pays en développement en prospection, en mise en valeur et en production d'hydrocarbures et dans d'autres domaines connexes;

(b) à se comporter comme un agent officiel d'aide canadienne au développement d'une manière qui soit conforme aux objectifs et aux programmes du gouvernement en matière d'aide à l'étranger.

Cette aide peut prendre plusieurs formes:

- évaluation préalable au projet, études de faisabilité et évaluations complètes des bassins;

- exécution d'études nouvelles ou additionnelles afin d'inciter l'industrie à faire de la prospection, y compris des levés gravimétriques, magnétiques et séismiques sur terre et en mer;

- de la prospection à la recherche de pétrole et de gaz là où l'industrie ne le fait pas, y compris des forages sur terre et en mer;

- de l'aide technique et de la formation sur le tas destinée au personnel afin de lui donner la compétence voulue pour effectuer de la prospection, de la mise en valeur et de la production de pétrole et de gaz; et

- une aide gestionnelle, institutionnelle, économique ou juridique et la formation connexe pour les fonctionnaires du tiers monde qui sont chargés d'évaluer, de négocier, d'assurer le suivi et la gestion des arrangements pris pour la prospection et la mise en valeur de pétrole et de gaz.

Les pays qui ont des projets prometteurs soumettent des propositions qui sont évaluées en fonction des critères suivants:

- les relations établies en matière d'aide au développement entre le Canada et le pays requérant;

- le potentiel géologique de la région;

- les besoins du pays requérant, y compris plus particulièrement son degré de dépendance à l'égard du pétrole importé;

- la capacité qu'a le pays bénéficiaire d'exploiter et d'utiliser une découverte de pétrole ou de gaz pour faire progresser son développement économique; et

- les possibilités pour les entreprises canadiennes de fournir des biens et services et d'acquérir une expertise internationale.

Les projets soumis sont évalués et approuvés par le conseil d'administration de la CPCAI et, s'ils sont retenus, ils sont exécutés par des entreprises canadiennes par l'intermédiaire des services d'acquisition et d'adjudication de contrats de Petro-Canada. Depuis sa création en 1989 jusqu'à l'exercice 1988-1990 (le rapport annuel de la CPCAI pour l'exercice 1989-1990 n'est pas encore publié), la CPCAI a mis en branle plus de 50 projets dans quelque 40 pays en développement. En 1988-1989, elle s'est prévalue des services de 161 entreprises et cabinets de consultants canadiens.

Règle générale, la CPCAI reçoit des fonds approuvés par le Parlement en vertu du paragraphe 24.2 de la Loi sur la Société Petro-Canada, bien qu'il arrive aussi

qu'elle reçoive des fonds de l'ACDI. Durant l'exercice 1990-1991, le Parlement lui a voté des affectations de 53 millions de dollars.

B. Activités industrielles

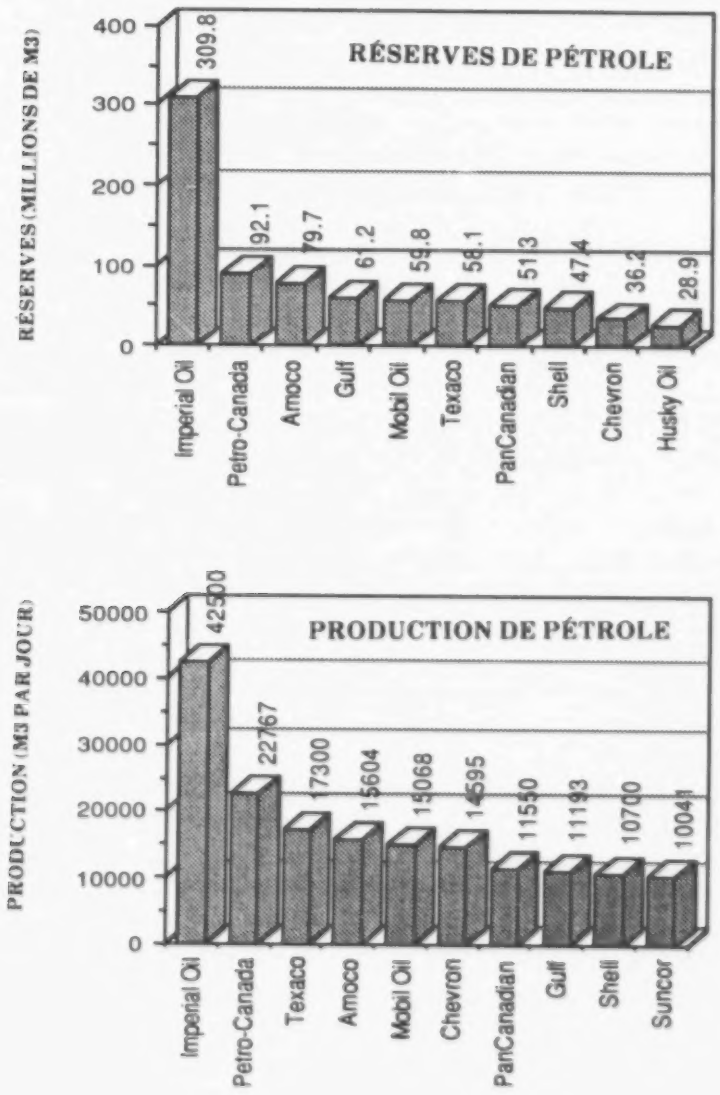
Petro-Canada est devenue l'une des principales sociétés pétrolières intégrées du Canada. Son actif total de 6 818 milliards de dollars, à la fin de 1989, plaçait Petro-Canada au second rang derrière la Compagnie pétrolière Impériale (actif de 15 576 milliards de dollars, y compris celui de Texaco Canada acquis en 1989) et devant la Compagnie des pétroles Amoco Canada (actif de 6 728 milliards de dollars, y compris l'actif de Dome Petroleum acquis en septembre 1988). Shell Canada, dont l'actif était de 5 668 milliards de dollars, occupait le quatrième rang à la fin de 1989. (The Financial Post 500, 1990, p. 157)

La deuxième place de Petro-Canada au chapitre de l'actif reflète en gros la position qu'elle occupe dans l'industrie pétrolière canadienne, selon les divers indicateurs de l'activité industrielle. Les figures 1 à 3 donnent cinq de ces indicateurs pour les dix premières sociétés de chaque catégorie. Ces données, tirées de la publication annuelle en juin des résultats des 100 plus importantes sociétés pétrolières et gazières dans Oilweek, valent pour 1988 et ne tiennent pas compte de l'acquisition de Texaco.

En 1988, Petro-Canada venait au second rang derrière Imperial Oil tant pour les réserves que pour la production de pétrole, soit le même rang qu'en 1987. Selon Oilweek, Petro-Canada a augmenté de 1,8 p. 100 sa production de pétrole et de gaz liquides en 1988 par rapport à 1987, et a augmenté ses réserves prouvées de pétrole et de gaz liquides de 4,1 p. 100 par rapport à 1987. Comme on peut le constater à la figure 1, son portefeuille de réserves pétrolières donne à Imperial Oil la première place sur la scène canadienne, ses réserves établies étant presque 3,4 fois plus importantes que celles de Petro-Canada. Ce fossé s'est creusé lorsque Imperial a fait l'acquisition de la plupart des actifs de Texaco Canada, qui ont ajouté 300 millions de barils (47,6 millions de mètres cubes) à ses réserves établies. Quant à la production, Imperial devance Petro-Canada, sa production de liquides étant 1,9 fois plus grande.

La figure 2 illustre le rang de Petro-Canada en termes de réserves et de production de gaz naturel, en 1988. Bien que Petro-Canada ait augmenté sa production de gaz naturel de 11,6 p. 100 en 1988 par rapport à 1987, la société est néanmoins tombée du second au quatrième rang des producteurs de gaz. Amoco Canada est passée de la quatrième à la première place par suite de l'acquisition de Dome Petroleum, tandis que Shell Canada passait du premier au second rang. Mobil Oil Canada a également devancé Petro-Canada en augmentant sa production annuelle de gaz naturel de 14,3 p. 100. Du côté des réserves de gaz, Petro-Canada a cédé la première place à Amoco Canada, devançant encore légèrement Shell Canada, en troisième place. En achetant Texaco Canada, Imperial a augmenté ses réserves établies de gaz de 1,5 billions de pieds cubes, soit 41,7 milliards de mètres cubes.

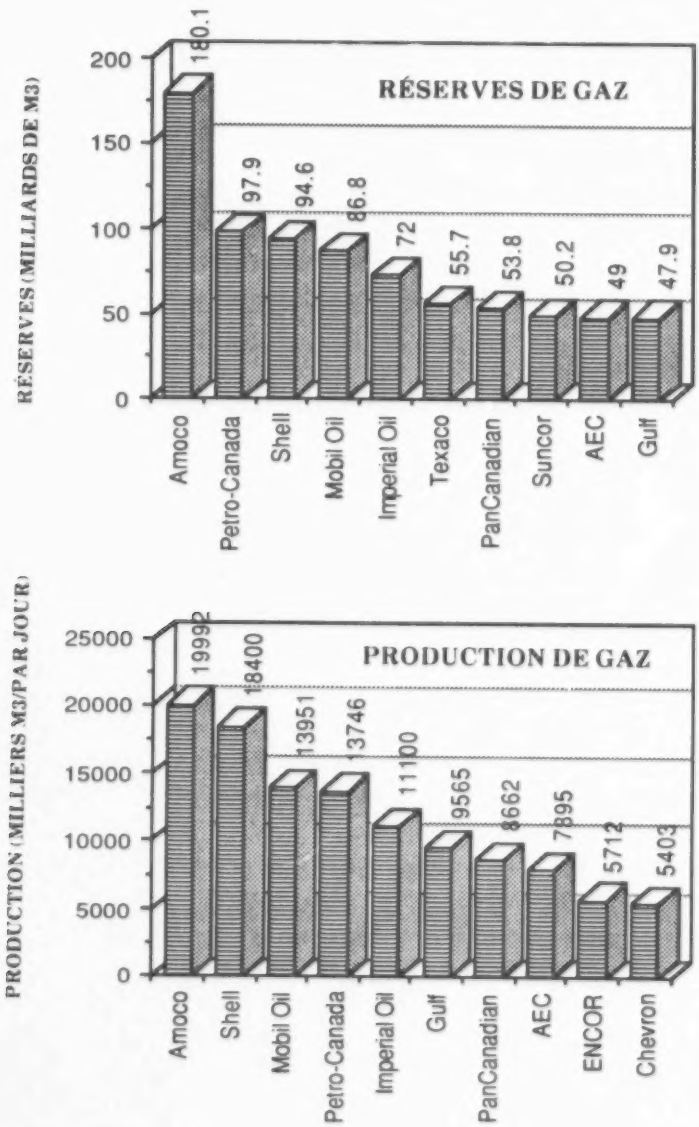
Figure 1: Les dix premières sociétés canadiennes pour les réserves et la production d'hydrocarbures liquides, 1988



Nota: L'acquisition de Texaco Canada par Imperial Oil a eu lieu après cette publication.
Les "réserves" et la "production" de pétrole comprennent le pétrole brut et les liquides du gaz naturel.

Source: "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 Juin 1989, p. 7.

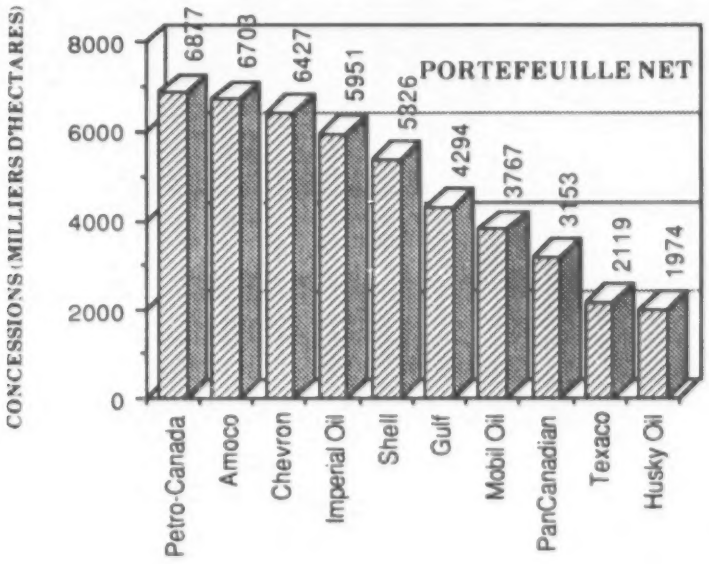
Figure 2: Les dix premières sociétés canadiennes pour la production et les réserves de gaz naturel, 1988



Nota: L'acquisition de Texaco Canada par Imperial Oil a eu lieu après cette publication.
Les "réserves" et la "production" de gaz ont trait à du gaz naturel commercialisable.

Source: "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 juin 1989, pp. 8 et 10.

Figure 3: Les dix premières sociétés canadiennes pour le portefeuille net de concessions, 1988



Nota: L'acquisition de Texaco Canada par Imperial Oil a eu lieu après cette publication.

Source: "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 Juin 1989, p. 10.

Malgré une diminution de 2,6 p. 100 de ses titres fonciers en 1988 par rapport à 1987, Petro-Canada est néanmoins passée du deuxième au premier rang. (Figure 3) En effet, Imperial Oil lui a cédé la place pour passer au quatrième rang, après avoir réduit son portefeuille foncier de presque 21 p. 100. Amoco Canada a affiché une nette progression, passant du neuvième rang en 1987 au deuxième l'année suivante, après avoir absorbé l'avoir foncier de Dome. Chevron Canada s'est maintenue au troisième rang.

C. Résultats financiers

1. Introduction

Bien que son actif la place au second rang des sociétés pétrolières au Canada en 1989, Petro-Canada brille moins au chapitre du chiffre d'affaires et du revenu net. On trouvera à la figure 4 la liste des 10 premières sociétés pétrolières et gazières du

Canada en 1989, en ordre décroissant des actifs tel qu'établi par Canadian Business dans son étude annuelle. Parmi ce groupe, Petro-Canada se situe au troisième rang pour le chiffre d'affaires et au sixième pour le revenu net.

2. Comparaison avec Imperial Oil et Shell Canada

2.1 Raison d'être

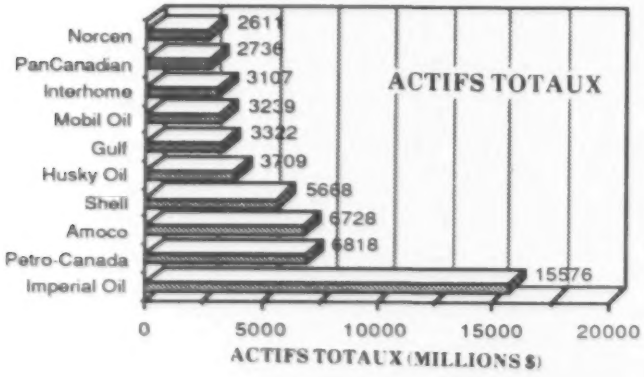
Dans la présente section du rapport, nous comparons le rendement de Petro-Canada avec celui d'Imperial Oil et de Shell Canada, afin de pouvoir juger des résultats de Petro-Canada comme entreprise commerciale ou comme investissement. La question semble simple, mais les façons de l'aborder ne le sont pas. Petro-Canada a reçu comme mandat général, en 1975, d'établir une société d'hydrocarbures au sein même de l'industrie énergétique canadienne, et de remplir une fonction d'intérêt public qui n'est cependant pas définie dans la loi. En 1984, son mandat a été modifié pour en faire une entreprise à but lucratif uniquement, et c'est ainsi qu'elle fonctionne depuis.

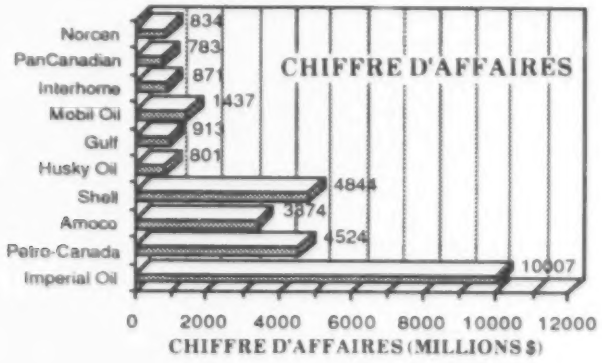
Il faut comparer Petro-Canada avec d'autres pétrolières, avant 1984 et après, pour voir si elle a réussi à se comporter comme une entreprise commerciale telle qu'établie dans la Loi sur Petro-Canada, et en marge de sa fonction d'intérêt public. Ce rôle d'intérêt public doit être exclu et étudié séparément afin de pouvoir obtenir des comparaisons utiles. Le succès relatif obtenu par Petro-Canada dans le respect de son mandat et de son rôle d'intérêt public doit être étudié séparément en ce sens que la société est unique dans l'industrie pétrolière et gazière du Canada, qu'elle est la seule à avoir de telle responsabilités. Il n'existe pas d'entreprises canadiennes analogues, avec lesquelles comparer son succès en matière d'intérêt public. Au chapitre 5, cependant, on compare Petro-Canada avec quatre autres pétrolières nationales, afin de mesurer cette dimension des activités de la société.

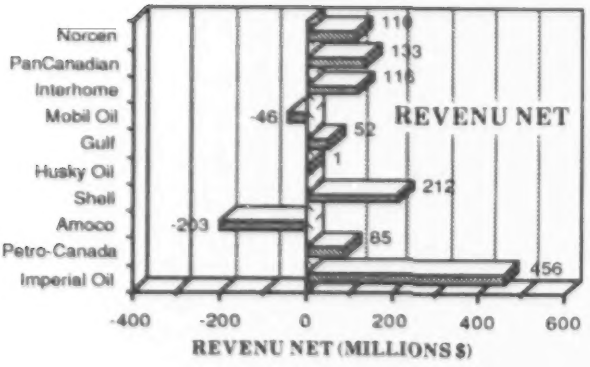
La réussite commerciale est difficile à quantifier. De toute évidence, Petro-Canada a fort bien réussi à établir une société pétrolière et gazière dominante et intégrée au Canada à partir de 1976. Cette réalisation et sa forte présence sur le marché de la vente au détail sont de bonnes mesures du succès commercial. En effet, celui-ci se mesure à partir des résultats obtenus par les actionnaires de la société durant une certaine période. Il faut savoir où en étaient les investisseurs, financièrement, au début de cette période; combien d'avoirs et de dividendes ils ont reçus et à quel moment durant la période; combien d'argent et d'avoirs ils ont versés et à quel moment durant la période; et dans quelle situation ils se trouvent financièrement à la fin de la période.

Afin de préserver et même d'améliorer la situation économique des actionnaires, les administrateurs et la direction doivent voir à la bonne conduite de l'entreprise dans le cadre des lois, des règles et des règlements imposés par divers ordres de gouvernement. Ils doivent assurer un bien-être raisonnable aux divers tiers dépositaires de l'entreprise, par-delà les actionnaires: les clients, les fournisseurs, les employés, les créanciers et les détenteurs d'avoirs de titres de créance.

Figure 4: Les 10 premières sociétés pétrolières du Canada en 1989, classées par ordre d'actifs, avec indication du chiffre d'affaires et du revenu net







Source: "The Canadian Business 500", *Canadian Business*, juin 1990, p. 74ff.

Pour avoir du succès, les administrateurs et la direction doivent mettre en place, maintenir et tenir à jour divers systèmes, méthodes, programmes, plans et orientations, et assurer la bonne marche de l'entreprise, son amélioration, sa modernisation et sa revitalisation, ses opérations, les liens entre tiers dépositaires et son orientation stratégique. La revitalisation de la direction comme tel est aussi un ingrédient du succès. Comparer les résultats obtenus par Petro-Canada dans ces domaines donnerait une mesure pertinente et intéressante de son rendement relatif. Cependant, le Comité ne dispose ni de l'information ni des ressources ni du temps pour se lancer dans une telle entreprise. La réussite de Petro-Canada à ces égards devra se mesurer à la lumière d'événements futurs, qui mettront inévitablement à l'épreuve l'infrastructure et les approches commerciales d'aujourd'hui.

Les données financières, les fonds autogénérés et les réserves d'hydrocarbures estimatives se trouvent dans les rapports annuels et d'autres publications et déclaration des trois sociétés. Toutefois, la quantité de données détaillées et leur comparabilité laissent à désirer. Nous avons décidé d'utiliser les données financières et les données d'exploitation connues, de les manipuler de façon à pouvoir faire des comparaisons utiles et de donner des conclusions concernant le succès relatif de Petro-Canada, dans les limites de cette information.

Les données financières relatives aux périodes étudiées proviennent de la base de données Canoils, établie par Woodside Research Ltd. et publiée par le service de nouvelles et de données Reuters. L'information utilisée pour chaque période est telle qu'elle fut déclaré durant cette période, c'est-à-dire que les données n'ont pas été redressées pour tenir compte de changements survenus dans les méthodes de comptabilisation. D'après le Comité, cette façon de faire est la plus indiquée puisqu'on dispose ainsi des données réellement communiquées aux intéressés et aux marchés financiers de l'époque concernant Imperial et Shell, de l'information initialement publiée dont tous se sont servis pous prendre des décisions au sujet des trois sociétés.

Certains prétendront que ces données ne sont pas suffisantes pour tirer des conclusions. C'est possible, nous vivons dans un monde imparfait. Cependant, tous les jours, le chef d'entreprise doit tirer des conclusions et poser des jugements commerciaux qui auront beaucoup d'influence, qu'ils soient positifs ou négatifs, sur l'avenir de l'entreprise. Invariablement, il fonde ses conclusions et ses jugements sur les meilleures données dont il dispose, mais presque toujours cette information est restreinte ou limitée d'une façon quelconque.

2.2 Champ de comparaison

Étant donné les limites imposées – n'utiliser que l'information publique – et l'obligation limitée de diffuser des données financières et opérationnelles, particulièrement de la part de Petro-Canada, le rapport ne peut porter que sur la performance globale des sociétés, plutôt que sur les résultats de secteurs d'activité comparables. Jusqu'à tout récemment, Petro-Canada ne fournissait pas l'information ventilée par

secteur d'activité qui est donnée habituellement par toute grande société présente dans le même secteur. De ce fait, le succès relatif, par exemple, des opérations d'aval de Petro-Canada – raffinage, distribution et commercialisation de pétrole – ne peut être comparé à celui d'Imperial Oil ou de Shell Canada dans le même secteur d'activité. Par conséquent, lorsqu'on envisage de faire une évaluation de l'entreprise, elle ne peut se faire par secteur d'activité. Un secteur d'activité peut fort bien avoir des besoins en capitaux, des taux de rendement et des risques complètement différents d'un autre, ce qui donne des évaluations différentes.

Certains critères d'analyse sont plus importants pour un secteur d'activité qu'un autre. Le succès peut varier considérablement d'un domaine à l'autre. Certaines sociétés sont plus aptes à certaines choses qu'à d'autres, ou ont des points forts particuliers ou des positions avec lesquelles il est difficile de rivaliser. On s'attendrait, par exemple, à ce que Petro-Canada ait eu à investir d'énormes sommes dans la commercialisation par rapport à Imperial Oil, afin de changer l'attitude publique à l'égard de ses points de vente au détail achetés lors de toute une série d'acquisitions. Cet investissement pourrait être sur le point de rapporter beaucoup aux actionnaires. Notre rapport ne pourra donner une réponse directe à ce genre de questions.

Imperial Oil et Shell Canada ont été retenues pour fins de comparaison avec Petro-Canada en raison de leur importance, de la comparabilité de leurs activités, de leur champ national d'opérations et du fait qu'elles ont toutes deux un actionnaire majoritaire. Toutes deux affichent des opérations d'amont fort importantes au Canada – exploration, mise en valeur et production – et d'importantes opérations d'aval – raffinage, distribution, vente et commercialisation. Toutes deux sont actives dans le secteur aval au Canada. Elles entretiennent des projets de mise en valeur pétrolière et gazière importants dans des régions éloignées ou dans un avenir rapproché. Ainsi, Imperial Oil compte le projet de Cold Lake et celui de Syncrude; Shell Canada met en valeur le champ gazier Caroline.

Chacune des trois sociétés peut être considérée comme limitée dans ses activités par son principal actionnaire. Ainsi, Imperial et Shell doivent presque limiter leur exploitation au Canada, car chacune d'elles fait partie d'un groupe international beaucoup plus important qui souhaite éviter les recoupements d'activité entre filiales. Et presque assurément, chacune a une sphère d'activité pour laquelle son principal actionnaire a une prédilection ou qui lui déplaît. Les mandats imposés par le principal actionnaire qui encouragent certaines activités commerciales et en restreignent ou éliminent d'autres influent directement sur les résultats de l'entreprise.

La direction de Petro-Canada et d'autres personnes ont affirmé que le mandat confié initialement à Petro-Canada avait nui au rendement de la société. Cela ne fait aucun doute. Mais l'ampleur et la durée des effets de ce handicap seraient probablement impossibles à déterminer avec exactitude. Par ailleurs, il est dififcile d'établir précisément dans quelle mesure les restrictions qui lui ont été imposées et sa fonction politique ont nui à Petro-Canada, comparativement à ce avec quoi devaient composer Imperial et Shell. En termes pratiques, étant donné son profil public prononcé et sa position politiquement délicate durant la période à l'étude, par

comparaison avec Imperial et Shell, on serait tenté de croire que la direction de Petro-Canada – et ses administrateurs, plus particulièrement son président – pouvait beaucoup plus facilement arriver à convaincre son principal actionnaire de modifier une restriction ou une orientation particulièrement coûteuse, rebutante ou inutile que les deux autres. La possibilité que les administrateurs, le président et la direction de Petro-Canada dénoncent publiquement une orientation avait quelque chose de redoutable pour l'actionnaire en question. Les administrateurs, le président et la direction d'Imperial et de Shell auraient indubitablement beaucoup moins d'influence sur Exxon et Royal Dutch Shell.

Nous croyons que la direction de chacune des trois sociétés était d'accord avec les investissements commerciaux choisis et les appuyait et que, par conséquent, elle devait vivre avec les résultats de ces décisions. En outre, depuis que Petro-Canada est devenue une entreprise commerciale, la comparaison est équitable.

Nous admettons qu'il existe aussi des écarts considérables entre les trois sociétés. Imperial détient des réserves de pétrole et de liquides de gaz trois fois plus élevées, semble-t-il, que celles de Petro-Canada et six fois plus élevées que celles de Shell; elle est de loin le principal producteur de pétrole au Canada, affichant le double de la production annuelle de Petro-Canada et le sextuple de celle de Shell. Par contre, Shell dispose de 25 p. 100 à peu près de plus de réserves de gaz naturel que Petro-Canada, mais d'environ 24 p. 100 de moins que Imperial. Elle affiche presque la même production de gaz naturel annuelle que Imperial et 11 p. 100 de plus que Petro-Canada.

En termes de concessions nettes, Petro-Canada a un portefeuille 2,6 fois plus important que celui de Imperial Oil et 1,7 fois plus gros que celui de Shell. Toutefois, presque 30 p. 100 de ces concessions se trouvent à l'étranger, notamment en Amérique du Sud, dans le Sud-Est asiatique et au Proche-Orient. Quarante-neuf pour cent des autres appartiennent au gouvernement fédéral plutôt qu'à un gouvernement provincial, de sorte qu'une partie considérable de ces concessions se situent dans des régions éloignées. En fait de concessions provinciales (dans des régions de production classique), Petro-Canada dispose au total de 22 p. 100 moins d'acres qu'Imperial et de 63 p. 100 plus que Shell. La plupart des concessions de Petro-Canada dans des terres fédérales ou des régions éloignées sont le résultat de la clause de rachat de 25 p. 100 avantageant Petro-Canada dans le Programme énergétique national du début des années quatre-vingt.

Chacune des trois sociétés a une capacité considérable de raffinage et de distribution. Ainsi, Imperial compte 4 700 stations-services au Canada, Petro-Canada, 3 295, et Shell, 2 700. Imperial emploie environ 15 000 personnes, Petro-Canada 6 500 et Shell 7 200.

Peu importe les raisons historiques de ces écarts et similitudes, elles jouent beaucoup dans les stratégies, la structure des coûts, les fonds autogénérés et les dépenses en immobilisations de chaque société. Lorsqu'Imperial a fait l'acquisition de Texaco Canada, elle a considérablement accru son commerce et sa dominance

dans certains domaines.

Au tableau 2 de la page suivante, on trouvera un résumé des principales données financières et données d'exploitation d'Imperial Oil, de Shell Canada et de Petro-Canada, ce qui permet d'établir une comparaison entre les trois sociétés. D'autres sociétés qui comptent parmi les dix plus importantes pétrolières et gazières canadiennes ont été envisagées. Mais on les a écartées parce qu'elles comportaient des caractéristiques qui auraient trop faussé les résultats ou parce qu'elles en manquaient.

Les résultats commerciaux de Petro-Canada, d'Imperial Oil et de Shell Canada sont analysés sur une période de dix ans débutant le 31 décembre 1979 et se terminant le 31 décembre 1989. Durant cette décennie, les données statistiques sont analysées pour la plus récente période de sept ans, la plus récente de cinq ans, la plus récente de trois ans et sur la dernière année, 1989. À la fin de l'année 1979, Petro-Canada avait un actif et un champ d'exploitation suffisants pour permettre une comparaison raisonnable avec Imperial et Shell. À la suite des acquisitions de Petrofina, des actifs d'aval de BP Canada et de Gulf Canada en 1985, Petro-Canada était certes comparable aux deux autres. Il conviendrait de considérer la période allant de 1976 à 1979 comme une période de démarrage pour Petro-Canada.

De 1979 à 1985, son expansion lui a donné beaucoup plus de maturité. C'est à ce moment que l'investissement a rapporté le plus à l'actionnaire, lorsque la société a fait d'importantes acquisitions, d'autres acquisitions intercalaires, qu'elle a élargi son champ d'activité et, par conséquent, qu'elle a pris de la stabilité.

Il n'appartient pas à cette étude de déterminer si telle ou telle acquisition de Petro-Canada était une aubaine, et c'est bien ainsi. Il n'est pas question de savoir si les transactions étaient bonnes ou mauvaises. Les administrateurs et les gestionnaires font des acquisitions et des immobilisations dans le cours normal des affaires, selon ce qui est perçu par les tiers dépositaires comme une bonne utilisation des fonds d'entreprise. Le temps ensuite est seul juge du bien-fondé de telle ou telle décision. Il s'agit plutôt ici de savoir à quel point chaque société a bien géré les fonds qui lui ont été confiés, selon la conjoncture des marchés.

La comparaison dans le temps est destinée à éliminer les jugements arbitraires au sujet du climat commercial au sein duquel chaque société faisait affaire. Cela revient plus ou moins à juger du rendement d'une valeur particulière, que ce soit une action ou une obligation, par rapport à un portefeuille de valeurs comparables dans le même temps. Présumément, chaque titre subira la même influence des conditions du marché, de sorte qu'il est possible de juger de la façon dont le titre particulier était évalué sur le marché à un moment donné. Le principe d'évaluation comparée du rendement est particulièrement important pour une société pétrolière et gazière intégrée, en raison de l'instabilité manifeste de ces marchés au cours des quinze dernières années.

TABLEAU 2
SOMMAIRE DE L'ENTREPRISE

	Au 31 décembre 1989 en dollars canadiens (1)		
	IMPERIAL	PETRO-CANADA	SHELL
• SOMMAIRE DES BESOINS FINANCIERS DE L'ENTREPRISE			
Capitaux utilisés	13,929,000,000	5,227,000,000	5,070,000,000
Recettes	10,104,000,000	5,017,000,000	4,917,000,000
Fonds autogénérés courants	1,353,000,000	569,000,000	642,000,000
Bénéfices nets courants	456,000,000	31,000,000	212,000,000
Dividendes courantes	322,000,000	0	101,000,000
Capitalisation boursière	12,140,000,000	-	4,706,000,000
• SOMMAIRE D'EXPLOITATION DE L'ENTREPRISE (2)			
Réserves de pétrole et de liquides de gaz naturel (barils)	2,264,000,000	527,300,000	382,432,000
Réserves nettes de gaz (milliers de pi3)	5,114,675,000	3,300,000,000	4,127,944,000
Production nette de pétrole et de liquides de gaz naturel (b/jour)	347,208	145,200	59,126
Production nette de gaz (1 000 pi3 par jour)	610,000	570,800	635,342
Production de charbon (tonnes longues/année)	1,574,714	-	1,903,928
Production de souffre (tonnes longues/année)	-	365,000	1,082,616
Production de dérivés (b/jour)	520,166	279,267	225,804
Production chimique (tonnes longues/jour)	6,102	-	2,384
Concession pétrolifères et gazières (acres nets)			
Fédérales	1,729,700	11,400,000	10,351,019
Provinciales	6,671,700	5,200,000	3,199,945
Internationales	494,200	6,700,000	
TOTAL	8,895,600	23,300,000	13,550,964
Raffinage et commercialization			
Raffineries	6	4	4
Traitement (b/jour)	488,717	292,476	240,899
Taux d'utilisation	93.00%	86.00%	88.00%
Stations-service	4,700	3,295	2,700
Employés	15,248	6,468	7,219
Actionnaires (3)	24,344	1	6,107

(1) Tiré des rapports annuels aux actionnaires pour l'exercice se terminant le 31 décembre 1989.
(2) Avant redevances.
(3) Imperial Oil est la propriété à 70 p. 100 approximativement de Exxon et Shell Canada, à 78 p. 100 environ de Royal Dutch Shell.

2.3 Base de comparaison

Les chiffres sont tirés des états financiers publiés par les trois sociétés et de la base de données Canoils. D'autres renseignements sur Imperial Oil et Shell Canada ont été extraits des formulaires 10K et 10Q déposés auprès de la Commission des valeurs mobilières et des changes des États-Unis.

L'analyse se fonde sur une comparaison des trois sociétés au moyen d'un modèle comptable et d'un modèle de fonds autogénérés à compter du 1er janvier 1980. La période de dix ans, celle de sept ans, celle de cinq ans, celle de trois ans et celle d'un an, ainsi que la situation au début et à la fin de chaque période, sont à la base de l'analyse. La situation financière de chacune d'entre elles est analysée au moyen de trois méthodes dont se servirait un service d'évaluation du crédit pour déterminer le risque d'une émission obligatoire ou d'une émission d'actions privilégiées, notamment l'efficacité de l'entreprise, le rendement de l'investissement de l'actionnaire et le remboursement des créances.

2.4 Hypothèses d'analyse

Modèle de fonds autogénérés

Le principe guidant la comparaison de Petro-Canada avec Imperial Oil et Shell Canada est la sortie et l'entrée de fonds et la valeur de l'argent dans le temps. En termes simples, les actionnaires de chaque entreprise ont, à chaque moment opportun, un investissement dans des actions qui, théoriquement, peuvent être vendues et le produit de cette vente placé dans des instruments plus prometteurs ou conservées parce que les actionnaires perçoivent cet investissement comme le mieux indiqué comparativement aux autres possibilités. Chaque fois, l'actionnaire réalise un rendement de l'investissement durant la période où il détient les actions, en touchant des dividendes et en voyant la valeur de son investissement augmenter ou diminuer. Pour calculer le taux de rendement d'un investissement en particulier, il faut en supposer la valeur au début et à la fin de la période à l'étude et les sommes versées à l'actionnaire ou payées par lui durant cette même période. Bien sûr, il est facile de savoir combien d'argent est entré et combien est sorti à partir des états financiers de chaque entreprise. Par contre, il est beaucoup plus difficile de savoir combien valait l'investissement au début et à la fin de la période.

Une gamme de valeurs, au début et à la fin de la période, a été établie pour Petro-Canada en fonction des multiples de fonds autogénérés qui ont cours durant l'année à la Bourse pour Imperial Oil et Shell Canada. Il est essentiel de remarquer que le recours à des multiples de fonds autogénérés calculés à partir du marché n'est pas destiné à obtenir une valeur de revente des trois sociétés. Il s'agit plutôt de se faire une idée de la valeur de Petro-Canada par rapport aux deux autres sociétés. Trois comparaisons ont été faites pour chacune des situations au début et à la fin des cinq périodes à l'étude. Dans la première comparaison, le plus élevé des multiples de fonds autogénérés de Imperial et de Shell est appliqué à Petro-Canada. Ensuite, on

utilise la moyenne de leurs deux multiples à la fin de la période. Enfin, dans la troisième comparaison, on se sert du plus bas des deux multiples à la fin de la période. Le tableau 3 résume les données sur les multiples.

Un tableau de rendement interne (TRI) a été calculé pour chaque société dans chaque scénario, pour chaque période. Ce calcul est l'une des mesures standard utilisée par les gestionnaires d'investissements afin d'évaluer le succès relatif d'un placement.

Modèle comptable

Tout comme le modèle de fonds autogénérés qui repose sur le calcul fictif de la valeur d'un investissement au début et à la fin d'une période, le modèle comptable comporte aussi d'importantes lacunes. Sans trop s'y attarder, lorsque Petro-Canada a annoncé qu'elle passait de la méthode de capitalisation du coût entier à la méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse, le capital-actions est passé au 31 décembre 1988 de 3 915 millions de dollars à 2 727 millions de dollars. Cette baisse de 1,2 milliard de dollars, dans une société ayant un avoir déclaré de 8,6 milliards de dollars à la fin de 1988, était attribuable au changement des méthodes comptables, même si la nouvelle méthode, de toute évidence, convient beaucoup plus à une société de l'importance de Petro-Canada. Ainsi, il ne s'est produit aucun changement économique et, pourtant, l'avoir déclaré est complètement changé, tout comme les capitaux utilisés, la valeur comptable nette, les bénéfices nets, etc. Il est important de souligner que les fonds autogénérés demeurent les mêmes.

En dépit des importantes lacunes que comporte l'utilisation des états financiers publiés pour établir des comparaisons, cette méthode produit néanmoins des analyses utiles, à condition de tenir compte de la nature de ces lacunes. C'est particulièrement le cas lorsque les périodes étudiées sont longues, car l'incidence des anomalies comptables s'atténuant, il se dégage une cohérence interne au sein de chaque société.

Il existe de nombreux critères financiers bien connus et acceptables pour mesurer les éléments de la performance et de la santé financière d'une entreprise. Ceux qui ont été retenus pour cette étude comparative sont des mesures habituellement acceptées du rendement d'entreprises. Les mesures employés ont tendance à traiter également chaque entreprise parce qu'elles sont utilisées uniformémement au fil des ans, par les entreprises elles-mêmes, dans les rapports qu'elles publient pour s'évaluer. Cette façon de procéder ne tend pas à favoriser une entreprise par rapport aux autres. Pour illustrer ce point, les critères financiers fondés sur les fonds autogénérés et les capitaux utilisés éliminent l'incidence des différentes méthodes comptables et de la structure de la dette et du capital-actions.

TABLEAU 3 : SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS

ANNÉE	POSTE	SOMMAIRE DES RÉSULTATS, EN $ CAN, DÉCLARÉS À LA FIN DE L'EXERCICE (1) IMPERIAL	PETRO-CAN	SHELL	MULTIPLES DES FONDS AUTOGÉNÉRÉS IMPERIAL	PETRO-CAN	SHELL
1979	Bénéfices non répartis	$2,140,000	$66,050	$989,000			
	Actions ordinaires	$2,440,000	$836,050	$1,498,000			
	Capitaux utilisés	$3,751,000	$3,168,088	$2,420,000			
	Capitalisation boursière	$5,781,081	$1,723,116	$3,633,046			
	Fonds autogénérés courants	$907,000	$261,838	$520,498	6 37	6 58	6 79
	Bénéfices courants	$493,000	$30,159	$244,498			
	Dividendes sur actions ordinaires	$150,000	$0	$72,154			
1980	Bénéfices non répartis	$2,821,000	$110,799	$1,234,000			
	Actions ordinaires	$3,789,000	$890,799	$1,742,000			
	Capitaux utilisés	$6,288,000	$3,419,306	$2,707,000			
	Capitalisation boursière	$5,159,132	$1,488,913	$2,458,139			
	Fonds autogénérés courants	$1,127,000	$349,813	$844,000	4 58	4 20	3 81
	Bénéfices courants	$682,000	$65,749	$335,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$201,000	$0	$90,000			
1981	Bénéfices non répartis	$2,866,000	$175,672	$1,357,000			
	Actions ordinaires	$4,042,000	$775,722	$1,865,000			
	Capitaux utilisés	$5,963,000	$6,102,869	$3,055,000			
	Capitalisation boursière	$4,007,882	$1,488,878	$1,925,000			
	Fonds autogénérés courants	$878,000	$387,999	$819,000	4 56	3 84	3 11
	Bénéfices courants	$465,000	$84,873	$213,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$220,000	$0	$90,000			
1982	Bénéfices non répartis	$2,913,000	$186,232	$1,378,000			
	Actions ordinaires	$4,103,000	$2,369,076	$1,884,000			
	Capitaux utilisés	$8,422,000	$6,799,451	$3,950,000			
	Capitalisation boursière	$4,535,613	$1,549,147	$2,081,808			
	Fonds autogénérés courants	$952,000	$380,189	$815,000	4 76	4 07	3 39
	Bénéfices courants	$267,000	$10,660	$109,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$220,000	$0	$90,000			
1983	Bénéfices non répartis	$2,981,000	$212,027	$1,387,000			
	Actions ordinaires	$4,231,000	$3,037,788	$2,188,000			
	Capitaux utilisés	$8,790,000	$7,416,242	$4,495,000			
	Capitalisation boursière	$5,924,788	$3,955,029	$2,625,837			
	Fonds autogénérés courants	$708,000	$589,937	$521,000	8 37	6 70	5 04
	Bénéfices courants	$290,000	$30,170	$84,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$222,000	$0	$83,000			
1984	Bénéfices non répartis	$3,281,000	$353,048	$1,427,000			
	Actions ordinaires	$4,605,000	$3,603,807	$2,228,000			
	Capitaux utilisés	$7,333,000	$8,200,267	$4,717,000			
	Capitalisation boursière	$6,848,744	$4,727,036	$2,481,989			
	Fonds autogénérés courants	$958,000	$839,448	$803,104	7 15	5 83	4 12
	Bénéfices courants	$533,000	$151,449	$107,104			
	Dividendes sur actions ordinaires	$233,000	$0	$86,930			
1985	Bénéfices non répartis	$3,847,000	-$518,708	$1,490,000			
	Actions ordinaires	$5,047,000	$2,869,594	$2,291,000			
	Capitaux utilisés	$7,878,000	$8,782,619	$4,902,000			
	Capitalisation boursière	$8,322,228	$4,488,130	$2,585,984			
	Fonds autogénérés courants	$1,199,000	$791,924	$584,000	8 94	5 87	4 39
	Bénéfices courants	$834,000	-$789,335	$130,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$288,000	$50,000	$87,000			
1986	Bénéfices non répartis	$3,887,000	-$450,000	$1,582,000			
	Actions ordinaires	$5,090,000	$2,738,000	$2,363,000			
	Capitaux utilisés	$7,741,000	$7,105,000	$4,616,000			
	Capitalisation boursière	$8,386,856	$4,296,541	$2,903,433			
	Fonds autogénérés courants	$987,000	$869,000	$696,000	8 87	6 42	4 17
	Bénéfices courants	$285,000	$123,000	$139,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$262,000	$0	$87,000			
1987	Bénéfices non répartis	$4,142,000	-$289,000	$1,820,000			
	Actions ordinaires	$5,568,000	$2,899,000	$2,829,000			
	Capitaux utilisés	$8,449,000	$7,270,000	$4,657,000			
	Capitalisation boursière	$9,104,347	$4,741,991	$3,931,148			
	Fonds autogénérés courants	$1,249,000	$743,000	$718,000	7 29	6 38	5 48
	Bénéfices courants	$745,000	$172,000	$336,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$270,000	$0	$78,000			
1988	Bénéfices non répartis	$4,348,000	-$248,000	$2,152,000			
	Actions ordinaires	$5,774,000	$2,942,000	$2,982,000			
	Capitaux utilisés	$8,778,000	$6,872,000	$4,725,000			
	Capitalisation boursière	$8,185,174	$3,951,130	$4,757,758			
	Fonds autogénérés courants	$1,198,000	$814,000	$788,000	6 83	6 44	6 04
	Bénéfices courants	$501,000	$94,000	$422,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$293,000	$0	$90,000			
1989	Bénéfices non répartis	$4,438,000	$31,000	$2,263,000			
	Actions ordinaires	$7,182,000	$1,785,000	$3,075,000			
	Capitaux utilisés	$13,929,000	$5,227,000	$5,070,000			
	Capitalisation boursière	$12,140,390	$4,638,259	$4,706,022			
	Fonds autogénérés courants	$1,353,000	$589,000	$842,000	8 97	8 15	7 33
	Bénéfices courants	$458,000	$31,000	$212,000			
	Dividendes sur actions ordinaires	$322,000	$0	$101,000			

(1) La capitalisation boursière de Petro-Canada est dérivée des multiples moyens de fonds autogénérés d'Imperial et de Shell

Les mesures qui suivent forment la base des conclusions de ce rapport.

1. Efficacité de l'entreprise

   (a) Rendement net des fonds autogénérés par rapport à la moyenne des capitaux utilisés (Tableau 4 et Figure 5).

   (b) Rendement net des bénéfices par rapport à la moyenne des capitaux utilisés (Tableau 4 et Figure 6).

2. Rendement de l'investissement des actionnaires

   (a) Rendement net des bénéfices par rapport au portefeuille moyen de l'actionnaire (Tableau 4 et Figure 7).

   (b) Taux de rendement interne des actionnaires (Tableau 4 et Figure 8).

3. Remboursement des créances

   (a) Ratio de couverture de l'intérêt (Tableau 5 et Figure 9).

   (b) Ration d'endettement par rappport aux entrées et sorties de fonds (Tableau 5 et Figure 10).

Les indicateurs montrent, dans un premier temps, comment les entreprises ont affecté l'avoir qui leur est confié; ensuite, le résultat obtenu par les actionnaires à divers moments; et, enfin, la protection relative dont jouissent les créanciers et les détenteurs d'avoirs de titres de créance ou, inversement, la stabilité financière des entreprises. Ces critères comparatifs donnent une bonne idée de la position de Petro-Canada par rapport à ses pairs. On trouvera au tableau 6 un résumé du rang relatif des trois sociétés durant cinq périodes analysées pour connaître l'efficacité de l'entreprise, le rendement de l'investissement des actionnaires et le remboursement des créances.

2.5 Données de base sur Imperial Oil

Imperial Oil Limited fait affaire au Canada depuis plus de 100 ans. En acquérant Texaco Canada, en février 1989, elle est devenue de loin la plus importante société pétrolière et gazière intégrée au Canada, que ce soit en termes d'actifs ou de chiffres d'affaire. Imperial mène le peloton pour l'exploitation, la mise en valeur et la production de pétrole et de gaz naturel. Elle est aussi un important producteur de dérivés chimiques industriels et agricoles. Par ailleurs, elle est en tête de liste pour le raffinage et la commercialisation de produits pétroliers et gaziers dans tout le pays.

TABLEAU 4 : SOMMAIRE DU RENDEMENT DE L'INVESTISSEMENT (1)

PÉRIODE	DURÉE	TYPE DE RENDEMENT	BASE D'INVESTISSEMENT	RENDEMENTS ANNUELS MOYENS IMPERIAL	PETRO-CANADA	SHELL
1980-1989	10 ans	FONDS AUTOGÉNÉRÉS	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	15,82 %	10,87 %	17,67 %
		BÉNÉFICES	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	7,93 %	1,97 %	6,91 %
		BÉNÉFICES	AVOIR MOYEN DES ACTIONNAIRES	10,80 %	1,43 %	9,46 %
		TOTAL (2)	DIVIDENDES ET GAINS ET CAPITAUX	10,81 %	10,59 %	4,92 %
1983-1989	7 ans	FONDS AUTOGÉNÉRÉS	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	14,30 %	10,98 %	15,43 %
		BÉNÉFICES	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	7,06 %	1,03 %	5,85 %
		BÉNÉFICES	AVOIR MOYEN DES ACTIONNAIRES	9,66 %	- 0,52 %	8,04 %
		TOTAL (2)	DIVIDENDES ET GAINS ET CAPITAUX	19,04 %	17,30 %	14,92 %
1985-1989	5 ans	FONDS AUTOGÉNÉRÉS	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	14,80 %	11,00 %	15,76 %
		BÉNÉFICES	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	7,13 %	0,42 %	6,57 %
		BÉNÉFICES	AVOIR MOYEN DES ACTIONNAIRES	9 72 %	- 1,87 %	9,46 %
		TOTAL (2)	DIVIDENDES ET GAINS ET CAPITAUX	15,44 %	- 0,17 %	16,14 %
1987-1989	3 ans	FONDS AUTOGÉNÉRÉS	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	14,79 %	10,75 %	16,19 %
		BÉNÉFICES	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	7,39 %	2,68 %	7,92 %
		BÉNÉFICES	AVOIR MOYEN DES ACTIONNAIRES	9,95 %	3,54 %	11,86 %
		TOTAL (2)	DIVIDENDES ET GAINS ET CAPITAUX	16,23%	2,58%	20,08 %
1988-1989	1 an	FONDS AUTOGÉNÉRÉS	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	13,93 %	11,08 %	13,88 %
		BÉNÉFICES	MOYENNES DES CAPITAUX UTILISÉS	6,03 %	2,18 %	5,10 %
		BÉNÉFICES	AVOIR MOYEN DES ACTIONNAIRES	7,04 %	1,31 %	7,02 %
		TOTAL (2)	DIVIDENDES ET GAINS ET CAPITAUX	52,26 %	17,39 %	1,04 %

(1) Les calculs se fondent sur les données vérifiées déclarées par les sociétés à la fin de l'exercice; les moyennes sont une simple moyenne des moyennes pour les années étudiées, sauf le rendement total qui est fonction du taux de rendement interne durant la période; présume un taux d'imposition de 50 p 100

(2) Le rendement total est le taux de rendement des revenus futurs des actionnaires selon un placement au cours initial de bourse, la rentrée de dividendes et un gain en capital réalisé par vente à un cours final; les capitalisations boursières théoriques de Petro-Canada ont été évaluées uniquement à des fins de comparaison en fonction des multiples moyens de fonds autogénérés d'Imperial et de Shell; voir le tableau 3

FIGURE 5 RENDEMENT DES FONDS AUTOGÉNÉRÉS PAR RAPPORT À LA MOYENNE DES CAPITAUX UTILISÉS

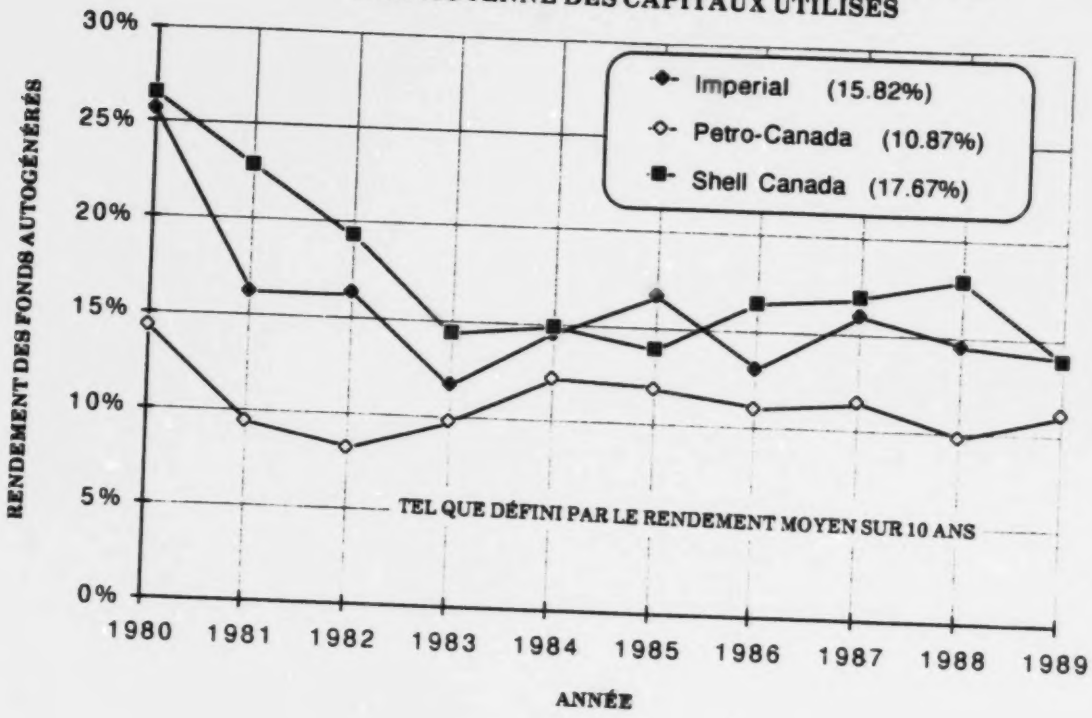


FIGURE 6 RENDEMENT NET DES BÉNÉFICES PAR RAPPORT À LA MOYENNE DES CAPITAUX UTILISÉS

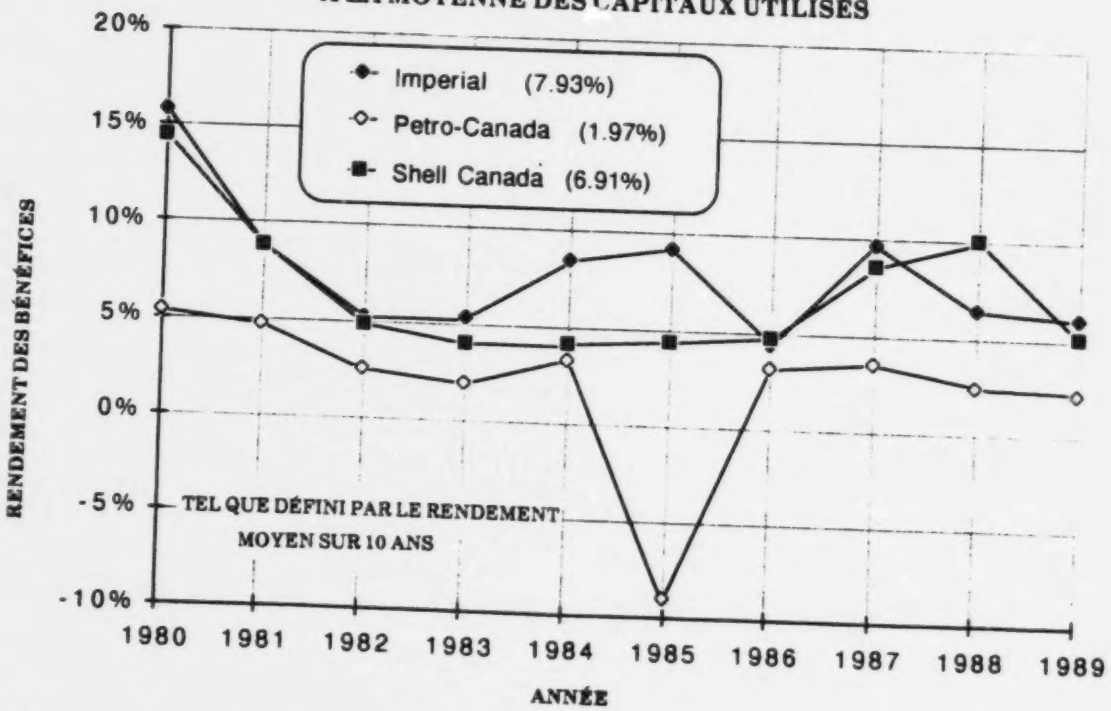


FIGURE 7 RENDEMENT DES BÉNÉFICES COURANTS PAR RAPPORT AU PORTEFEUILLE MOYEN D'ACTIONS ORDINAIRES

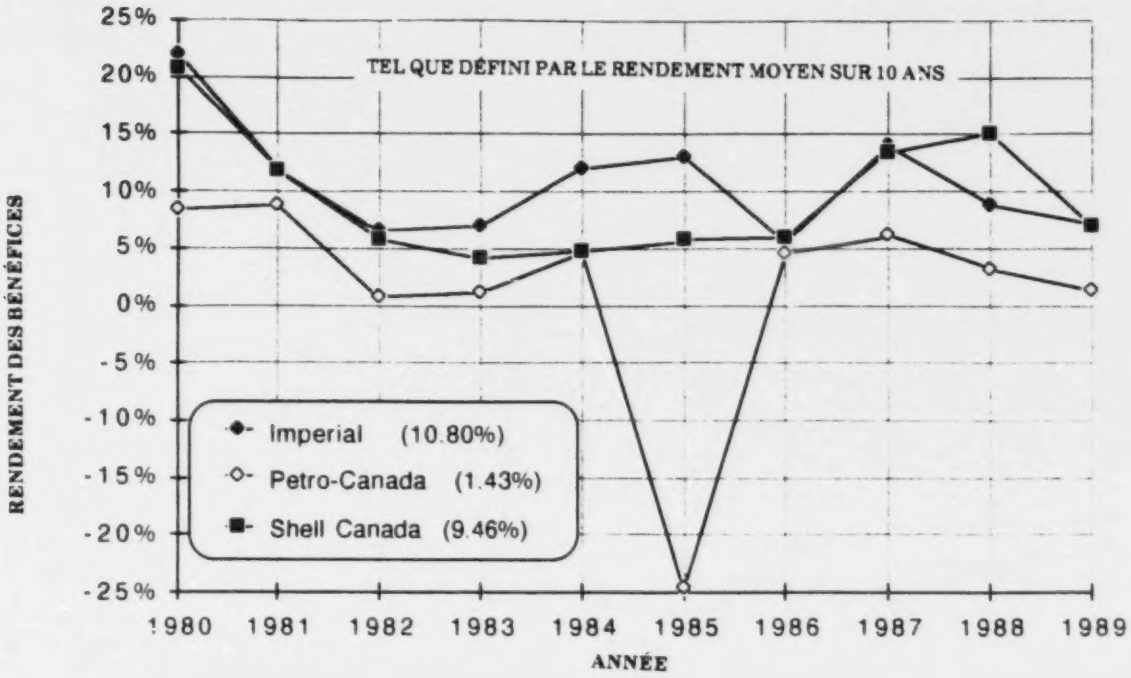


FIGURE 8 TAUX DE RENDEMENT INTERNE DU RENDEMENT TOTAL DES DÉTENTEURE D'ACTIONS ORDINAIRES

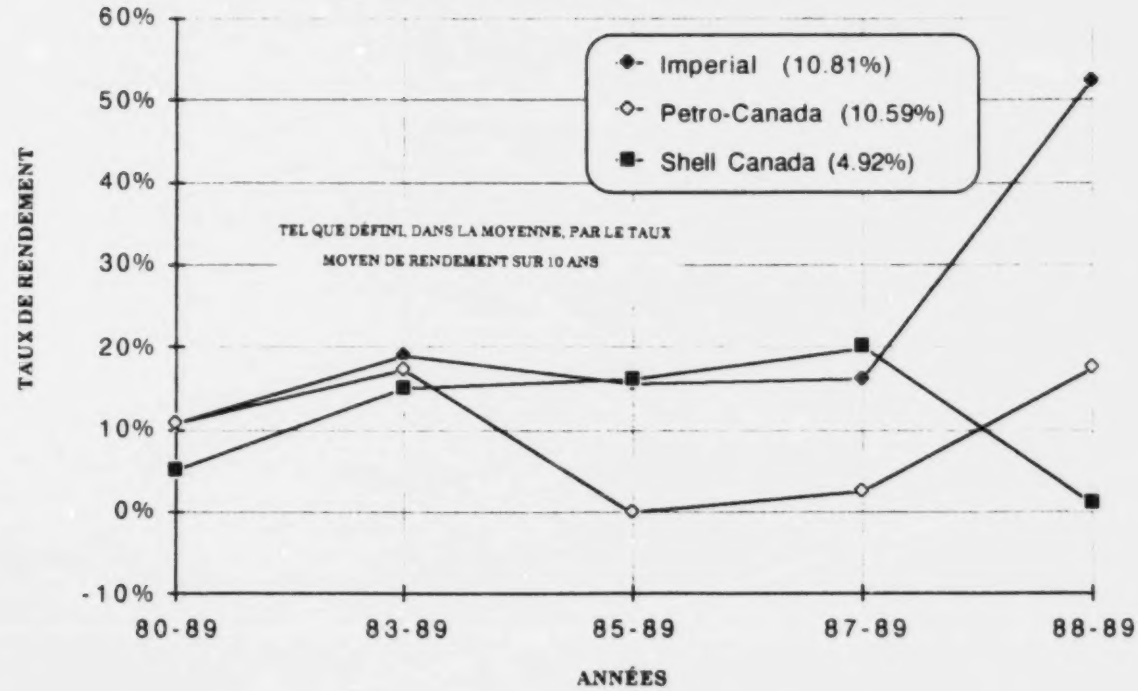


TABLEAU 5: SOMMAIRE DE LA SOLVABILITÉ (1)

PÉRIODE	DURÉE	CRETIÈRES UTILISÉS	RÉSULTATS ANNUELS MOYEN		
			IMPERIAL	PETRO-CANADA	SHELL
1980-1989	10 ans	COUVERTURE DE L'INTÉRÊT	10,66	2,47	5,50
		DETTE/FONDS AUTOGÉNÉRÉS	1,06	1,13	1,26
1983-1989	7 ans	COUVERTURE DE L'INTÉRÊT	9,21	2,67	4,84
		DETTE/FONDS AUTOGÉNÉRÉS	1,16	0,97	1,40
1985-1989	5 ans	COUVERTURE DE L'INTÉRÊT	9,69	2,18	5,53
		DETTE/FONDS AUTOGÉNÉRÉS	1,13	1,28	1,24
1987-1989	3 ans	COUVERTURE DE L'INTÉRÊT	8,69	2,53	7,01
		DETTE/FONDS AUTOGÉNÉRÉS	1,38	1,62	1,07
1988-1989	1 an	COUVERTURE DE L'INTÉRÊT	2,54	1,57	7,39
		DETTE/FONDS AUTOGÉNÉRÉS	2,82	2,17	1,41

(1) Les calculs sont fondées sur les données vérifiées que déclarent les sociétés à la fin de l'exercice; le calcul des moyennes est la simple moyenne des moyennes pour les années étudiées; les dividendes sur actions privilégiées sont déduits des fonds autogénérés

FIGURE 9 **RATIO DE COUVERTURE DE L'INTÉRÊT**

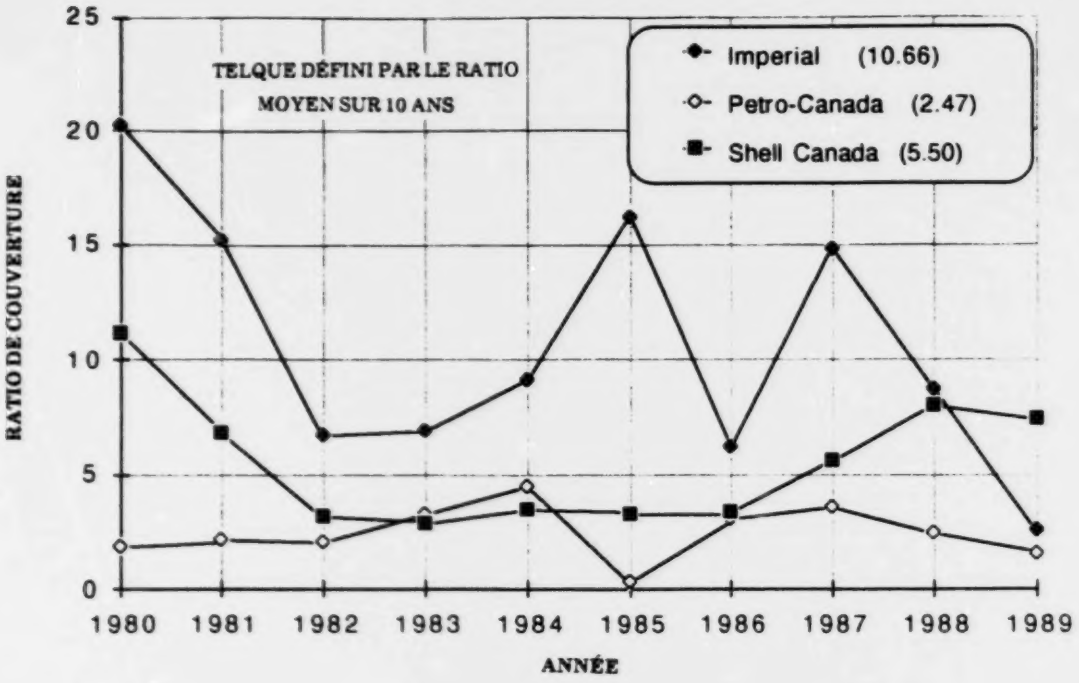


FIGURE 10 **RATIO D'ENDETTEMENT À LONG TERME PAR RAPPORT AUX ENTRÉES ET SORTIES NETTES DE FONDS**

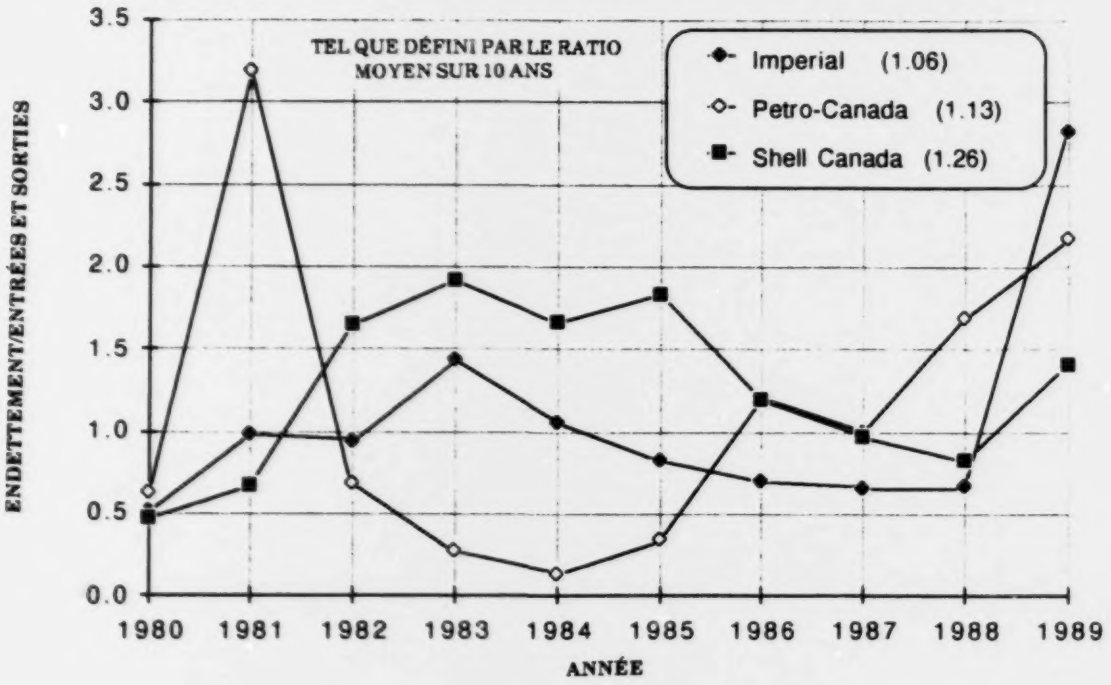


TABLEAU 6 : SOMMAIRE DU CLASSEMENT RELATIF DES SOCIÉTÉS (1)

			EFFICACITÉ DE L'ENTREPRISE		RENDEMENT DE L'INVESTISSEMENT		REMBOURSEMENT DES CRÉANCES	
			RENDEMENT FONDS/MOYENNE CAPITAUX	RENDEMENT BÉNÉFICES/MOYENNE CAPITAUX	RENDEMENT BÉNÉFICES PORTEFEUILLE MOYEN	RENDEMENT TOTAL DES DIVIDENDES ET GAINS EN CAPITAUX	RATIO COUVERTURE	RATIO ENDETTEMENTS ENTRÉES ET SORTIES FONDS
1980-1989	10 ans	1	Shell	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial
		2	Imperial	Shell	Shell	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada	Shell
1983-1989	7 ans	1	Shell	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Petro-Canada
		2	Imperial	Shell	Shell	Petro-Canada	Shell	Imperial
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada	Shell
1985-1989	5 ans	1	Shell	Imperial	Imperial	Shell	Imperial	Imperial
		2	Imperial	Shell	Shell	Imperial	Shell	Shell
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada
1987-1989	3 ans	1	Shell	Shell	Shell	Shell	Imperial	Shell
		2	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Shell	Imperial
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada
1988-1989	1 an	1	Imperial	Imperial	Imperial	Imperial	Shell	Shell
		2	Shell	Shell	Shell	Petro-Canada	Imperial	Imperial
		3	Petro-Canada	Petro-Canada	Petro-Canada	Shell	Petro-Canada	Petro-Canada

(1) Les rangs sont établis selon les données vérifiées qu'ont déclarées les sociétés; voir les figures 1, 2, 3, 4, 5, et 6 et les tableaux 4 et 5

(2) Les capitalisations boursières théoriques de Petro-Canada ont été évaluées à des fins de comparaison uniquement selon la MOYENNE des multiples de fonds autogénérés d'Imperial et de Shell, le classement relatif serait inchangé si les capitalisations boursières de Petro-Canada se fondaient sur les plus FORTS ou les plus FAIBLES multiples d'Imperial et de Shell, à une exception près : lorsque le plus FORT multiple de la période de 10 ans est utilisé, l'ordre devient Petro-Canada, Imperial et Shell; voir le tableau 3

Impérial est contrôlée par la Exxon Corporation des États-Unis, qui détient environ 70 p. 100 de ses actions ordinaires. Les actions d'Imperial sont inscrites aux Bourses américaines, comme à celles de Toronto et de Montréal. Avec environ 190 millions d'actions ordinaires en circulation, Imperial avait une capitalisation de 12,1 milliards de dollars et un actif total de 15,6 milliards de dollars à la fin de l'année 1989. La société dispose d'une vaste gamme de concessions productives de pétrole et de gaz classiques à coût relativement faible dans l'Ouest du Canada, et elle est le plus important producteur canadien de pétrole. Imperial participe en outre à la mise en valeur de pétrole et de gaz de sources non classiques et dans des régions éloignées. Enfin, elle détient d'importants investissements dans Syncrude et Cold Lake, entre autres.

2.6 Données de base sur Shell Canada

Shell Canada Ltée est active au Canada depuis 1911. Avec un avoir de plus de 5,5 milliards de dollars et des recettes d'environ 5 milliards de dollars, Shell est l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières intégrées au Canada. Elle affiche la plus importante production de gaz naturel au Canada et une participation de taille dans la prospection, la mise en valeur et la production de pétrole; la production et la commercialisation de soufre; la production et la vente de produits chimiques industriels et agricoles; et le raffinage et la commercialisation du pétrole. Elle assure une présence active dans les régions éloignées au large de la Colombie-Britannique et dans l'est du Canada, à Venture. Elle exploite aussi des installations de pétrole lourd dans la région de Peace River, en Alberta.

Elle est contrôlée à 78 p. 100 environ par la Royal Dutch Shell. Ses actions ordinaires de catégorie A sont cotées aux Bourses de Toronto, de Montréal, de Vancouver et de l'Alberta. Elle compte environ 112 millions d'actions ordinaires de catégorie A en circulation. Sa capitalisation d'actions ordinaires était de 4,7 milliards de dollars à la fin de 1989.

2.7 Conclusions

En moins de 15 ans, Petro-Canada est passée d'une simple idée à l'une des plus importantes sociétés canadiennes de prospection, de production, de raffinage et de commercialisation du pétrole et du gaz. Ses stations-service et son symbole font partie du quotidien, dans toutes les régions du Canada. Petro-Canada a réussi à s'établir dans tous les secteurs d'activité de l'industrie et rivalise avec des pétrolières internationales bien établies et de compétence reconnue.

On ne peut qu'admirer les efforts et le dévouement de la direction et du personnel de Petro-Canada pour créer, en si peu de temps, une société puissante et bien structurée à partir de cinq grandes acquisitions. À moins de bien connaître la multitude de difficultés, petites et grandes, à surmonter, à concilier et à tourner à son avantage lorsqu'il faut regrouper des valeurs d'entreprise différentes pour produire

une seule orientation commerciale, le phénomène est impossible à expliquer. De l'extérieur et en l'absence de preuves empiriques, il semble que les gens de Petro-Canada ont fait un travail vraiment remarquable en réussissant à donner une identité et des objectifs communs à une société aussi ramifiée.

Mais quand on l'évalue selon les normes financières courantes, la réussite semble avoir été beaucoup plus difficile à réaliser. Peu importe les mesures utilisées, Petro-Canada n'a pu faire mieux que de se classer au deuxième rang et, la plupart du temps, elle semble bien ancrée en troisième position, derrière Imperial et Shell. Fait intéressant, Petro-Canada a non seulement rapporté moins à son actionnaire durant les périodes à l'étude, mais elle l'a aussi fait en lui imposant un plus grand risque financier que les deux autres, si l'on tient compte du remboursement des créances.

D'après les critères de rendement de l'investissement des actionnaires, les dividendes ont diminué sensiblement durant les plus récentes périodes de trois et de cinq ans. Au début de chacune de ces deux périodes, le gros des acquisitions était chose faite. Au fil du temps, on pouvait s'attendre à une amélioration constante des résultats par rapport à Imperial et à Shell durant les plus récentes périodes de cinq, de trois et d'un an, à mesure qu'on triait et rationalisait les éléments d'actif afin d'obtenir une plus grande productivité et à mesure qu'on rationalisait et réduisait les frais généraux. D'après les critères et en dépit de divers plans de rationalisation et de réduction des coûts annoncés par Petro-Canada, les éléments d'actif de la société semblent avoir produit de piètres résultats au cours des dernières années par rapport à ceux des années précédentes (périodes de dix et de sept ans). Le rendement des dividences et des gains en capitaux sur une période d'un an (voir tableau 4) a été bien meilleur que les résultats obtenus par Shell, mais il n'a égalé que le tiers de ceux d'Imperial.

Les sommes utilisées pour appliquer les critères étaient telles que déclarées dans le rapport annuel de chaque société. Petro-Canada est passée de la capitalisation du coût entier à la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Ce changement a réduit la moyenne des capitaux utilisés en 1989 d'environ 1,8 milliard de dollars, ou de 27 p. 100. Malgré tout, le rendement des fonds autogénérés par rapport à la moyenne des capitaux utilisés en 1989 n'a grimpé qu'à 11,08 p. 100, lorsqu'on le compare à la moyenne de 10,75 p. 100 sur trois ans sur laquelle le changement aurait une incidence bien moindre.

En termes d'efficacité de l'entreprise, de rendement de l'investissement des actionnaires et de remboursement des créances, Petro-Canada, à quelques exceptions près, fait piètre figure à côté d'Imperial et de Shell. Le fait que cette faible performance n'ait pas eu lieu durant les premières années, comme on pouvait s'y attendre, lorsqu'elle faisait l'acquisition d'importantes entreprises, est beaucoup plus révélateur.

Selon les critères financiers, la tendance s'est accentuée au cours des périodes les plus récentes, ce qui indiquerait dans un sens large que la direction n'a pas réussi à rationaliser et à simplifier les actifs ou les exploitations achetées en 1985

ou en 1986, ou bien qu'elle a investi dans des actifs qui ne pouvaient donner des rendements comparables à ceux de ses concurrents, ou encore une combinaison des deux. En d'autres termes, d'après les critères utilisés, Petro-Canada n'a pas réussi à investir dans des actifs et à les utiliser de façon à rapprocher ses divers ratios de rendement et d'efficacité de ceux de ses grands rivaux.

Aux pages 8 et 9 du Rapport annuel 1989 de la société, le président de Petro-Canada s'arrête à deux facteurs particuliers qui expliqueraient les résultats décevants. La première, qui a trait aux résultats financiers de Petro-Canada, est le mandat spécial conféré à la société, de son établissement jusqu'à 1984: "L'orientation de la société était davantage axée sur sa contribution aux objectifs de la politique énergétique nationale, comme la sécurité de l'approvisionnement, que sur la rentabilité... Les effets de son premier mandat continuent de se manifester dans ses indicateurs de rendement financier". Il s'est écoulé cinq exercices complets depuis qu'on lui a fixé des objectifs commerciaux sans que se dégage vraiment une tendance à l'amélioration de ses indicateurs. Sur une telle période, on aurait été en droit de s'attendre à des redressements, puisque la direction a eu toutes les occasions voulues de prendre les mesures nécessaires pour effectuer les changements qui s'imposaient.

Un autre facteur invoqué dans le rapport annuel est que "...la société a connu une croissance rapide grâce à des acquisitions dans les secteurs d'amont et d'aval, à une période où les coûts de l'énergie étaient élevés et les perspectives, optimistes". Durant les dix années étudiées, Petro-Canada a engagé des dépenses d'immobilisations d'un type ou d'un autre représentant au total 7 986 820 000 $, contre 15 693 000 000 $ par Imperial (y compris l'achat de Texaco) et 6 440 000 000 $ par Shell. Du 1er janvier 1985 au 31 décembre 1989, soit sur une période de cinq ans durant laquelle Petro-Canada avait un mandat commercial, c'est-à-dire qu'elle devait faire un profit, la société a engagé l'équivalent de 50,4 p. 100 des capitaux affectés durant la période de dix ans tandis qu'Imperial en dépensait 65,9 p. 100 et Shell, 40,5 p. 100. Que cette période de cinq ans soit considérée ou non une période de prix élevés ou de perspectives optimistes n'a rien à voir. Ce qu'il faut en retenir, c'est que des sommes considérables ont été engagées après le changement du mandat et qu'il est possible d'établir un lien raisonnable entre ces dépenses et celles des deux pairs de Petro-Canada. Pourtant, on ne voit aucun rapprochement des taux de rendement.

La dernière raison invoquée pour le rendement décevant dans le rapport est que la société "...a dû consacrer des efforts et des sommes considérables à l'intégration des activités, des systèmes et des valeurs des sociétés qu'elle a acquises". Incontestablement, encore une fois, les efforts et les coûts étaient de taille. Cependant, la dernière grande acquisition était complétée en 1985. Il semblerait donc logique que des améliorations aient commencé à apparaître en 1989, si amélioration il y avait.

Chapitre deux

Évolution de la politique énergétique du Canada

Depuis la création de Petro-Canada, la politique énergétique canadienne a traversé deux périodes distinctes, séparées par la réorientation radicale de ce secteur survenue à la suite de l'élection de l984. La Société Petro-Canada avait été mise sur pied lors d'une phase interventionniste, c'est-à-dire au moment où le gouvernement jouait un rôle important et actif sur la scène énergétique nationale. Aujourd'hui, cette société doit traiter avec un gouvernement qui s'est fait le défenseur des forces du marché et de la déréglementation dans le domaine de l'énergie. Le gouvernement libéral précédent avait confié un rôle actif à Petro-Canada. Le gouvernement progressiste-conservateur qui a suivi a enjoint à Petro-Canada de fonctionner comme une grande pétrolière du secteur privé; il a en outre annoncé qu'elle ne serait plus appelée à jouer un rôle dans l'application de la politique de l'État.

Dans le présent chapitre, le Comité passe en revue rapidement l'évolution de la politique énergétique canadienne depuis la création de la Société Petro-Canada.

A. 1976–1984

En 1973, le pétrole dominait le système d'approvisionnement en énergie du Canada puisqu'il permettait de combler environ la moitié de la demande intérieure en énergie primaire. Cette moyenne nationale cachait toutefois de grands écarts régionaux. Ainsi, l'Alberta ne répondait qu'à 28 p. 100 de ses besoins en énergie primaire avec le pétrole (le gaz naturel en satisfaisait près de 60 p. 100), tandis que les provinces de l'Atlantique dépendaient du pétrole pour 86 p. 100 de leurs besoins en énergie primaire et le Québec pour 73 p. 100. À ce moment-là, le Canada était un exportateur net de pétrole, mais il n'existait alors aucun réseau permettant de transporter cette ressource de l'Ouest canadien jusqu'au Québec et jusque dans la région de l'Atlantique. Ces provinces devaient donc s'approvisionner à l'étranger. Par conséquent, l'Est du pays se trouvait en situation de vulnérabilité lorsque des pays exportateurs ont interrompu leurs livraisons. Cette crise de 1973-1974 a eu deux conséquences: l'établissement d'un système de prix administrés pour le pétrole et le versement de subventions pour prolonger l'oléoduc interprovincial de Toronto à Montréal.

Lors de la seconde flambée des prix de 1979-1980, à la suite de la révolution iranienne, le Canada était devenu un importateur net de pétrole. Même si les achats de pétrole brut auprès de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

étaient passés de 796 000 barils/jour (126 500 mètres cubes/jour) en 1973 à 500 000 barils/jour (79 400 mètres cubes/jour) en 1979, la production intérieure avait baissé de 20 p. 100 au cours de la même période tandis que la demande avait augmenté de 11 p. 100. L'Office national de l'énergie (ONE) prévoyait une baisse de la production du brut léger conventionnel dans l'Ouest canadien. Dans un rapport datant de 1978 et intitulé *L'énergie au Canada: offre et demande, 1983-2005,* l'ONE estimait que le taux moyen de production à partir des réserves établies de pétrole conventionnel diminuerait d'à peu près 8 p. 100 par année.

Le Programme énergétique national (PEN), annoncé le 28 octobre 1980, était fondé sur deux hypothèses: les prix internationaux du pétrole continueraient à grimper (le PEN prévoyait des augmentations du prix du pétrole canadien jusqu'en 1990), et les prix canadiens pouvaient être protégées des fluctuations attribuables à l'instabilité des marchés mondiaux. Les indemnités d'importation, un type de subvention créé en 1974 afin de maintenir le prix du pétrole brut au-dessus du prix international au Canada, ont continué d'être versées dans le cadre du PEN.

On a défini trois objectifs afin de justifier ce programme fédéral de grande envergure:

(1) Le PEN devait instaurer des conditions permettant aux Canadiens de prendre en main leur avenir énergétique grâce à la sécurité des approvisionnements et à l'indépendance vis-à-vis du marché mondial du pétrole. Le Canada visait principalement à redevenir autosuffisant en matière de pétrole avant la fin de 1990.

(2) Le PEN devait offrir aux Canadiens la possibilité de jouer un rôle au sein du secteur énergetique en général et de l'industrie pétrolière en particulier, ainsi que de partager les fruits de l'expansion de cette industrie. On visait principalement à ce que 50 p. 100 de l'industrie pétrolière canadienne appartienne à des Canadiens ou soit contrôlée par ceux-ci en 1990.

(3) Le PEN devait établir un régime de prix du pétrole et de partage des recettes qui serait équitable pour tous les Canadiens. Le gouvernement fédéral entendait continuer à établir ici au pays les prix que devraient payer les consommateurs et à réclamer une plus grande part des recettes pétrolières et gazières qui augmentaient alors rapidement.

Le dernier objectif était particulièrement important pour le gouvernement du Canada étant donné que l'Alberta détenait, à la fin de 1979, 84 p. 100 des réserves établies de pétrole brut conventionnel du Canada et 85 p. 100 des réserves établies de gaz naturel (exclusion faite des réserves nordiques non raccordées). L'Alberta, avec 10 p. 100 de la population, touchait plus de 60 p. 100 des recettes tirées du pétrole et du gaz par les administrations fédérale et provinciales. Étant donné qu'il prévoyait que les recettes tirées de la production intérieure de pétrole et de gaz se chiffreraient à près de 90 milliards de dollars pour la période allant de 1980 à 1983, le gouvernement fédéral en est venu à la conclusion que le partage des avantages

seraient "exceptionnellement défavorable au gouvernement national" s'il ne prenait pas de mesures afin d'accroître sa part de la rente économique.

En plus de ces objectifs déclarés, ce programme avait aussi des buts non officiels liés aux aspects politiques de la situation énergétique canadienne. Ainsi, on visait avant tout à restructurer le pouvoir politique de manière à favoriser le gouvernement central aux dépens des provinces productrices de pétrole et de l'industrie pétrolière.

Le PEN s'est signalé davantage par ses échecs que par ses réussites, mais celles-ci ne sont pas à dédaigner. Car, du côté positif, il faut dire que ce programme a permis de délaisser un peu la recherche de nouvelles sources d'approvisionnement pour chercher plutôt à ralentir la croissance de la demande énergétique. Le gouvernement fédéral voulait réduire, avant 1990, de plus du tiers la part du pétrole sur la scène énergétique canadienne, ce qui correspondait à une baisse de la consommation prévue de 20 p. 100. On a adopté trois stratégies pour modifier la demande d'énergie: promotion vigoureuse des économies d'énergie, encouragement des conversions à d'autres formes d'énergie, et aide à la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable.

Après s'être prémuni contre les principales répercussions que pourrait avoir la crise des prix du pétrole sur les modes de consommation de l'énergie au Canada, le gouvernement fédéral a décidé de mettre sur pied des programmes pour inciter les Canadiens à économiser l'énergie et à remplacer le pétrole par d'autres combustibles. Le Programme d'isolation thermique des résidences candiennes (PITRC) constituait un élément clé des efforts déployés pour économiser l'énergie. Dans le cadre du PEN, le budget annuel de ce programme est passé de 80 millions de dollars à 265 millions, et l'objectif visé était d'améliorer l'isolation de 70 p. 100 des maisons candiennes avant la fin de 1987. Les mesures d'économie prises dans les secteurs de l'industrie, du gouvernement et des transports sont venues compléter le programme destiné aux résidences.

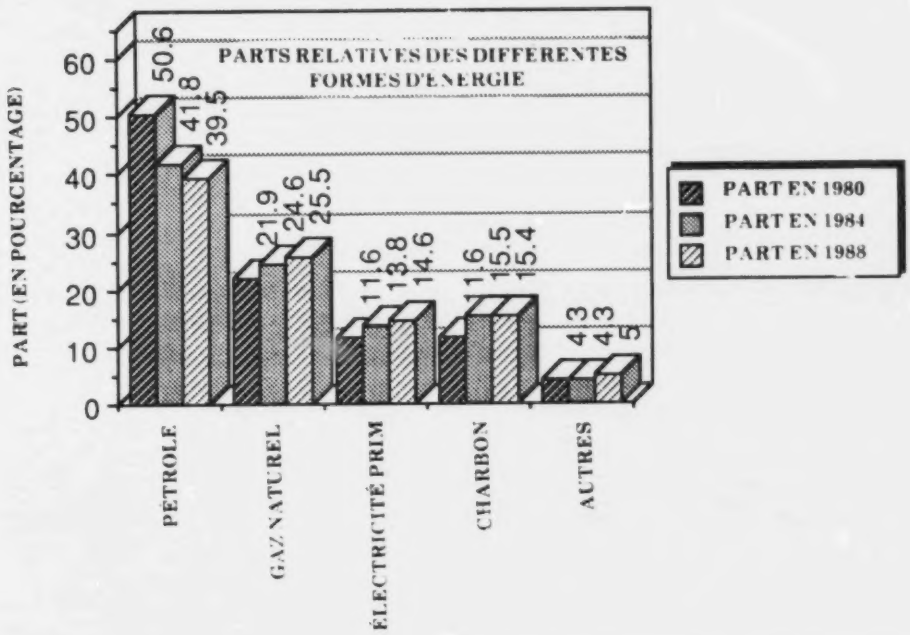
La pièce maîtresse de cette stratégie de conversion à des substituts du pétrole a toutefois été le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP), qui subventionnait la conversion des systèmes de chauffage des résidences et entreprises qui fonctionnaient au mazout. Le réseau de distribution du gaz naturel a été étendu, au bénéfice du Québec en particulier, et le gouvernement fédéral a offert des subventions afin de convertir les véhicules à moteur au gaz naturel comprimé ou au propane.

Ces deux programmes ont été abandonnés en 1985, c'est-à-dire plus tôt que prévu, mais ils ont néanmoins permis d'économiser environ 12 000 mètres cubes/jour (75 000 barils/jour) de pétrole et d'équivalent-pétrole, à un coût net de moins de 1,5 milliard de dollars pour le trésor fédéral.

Le PEN, la grave récession et l'augmentation des prix du pétrole se sont combinés afin de réduire de façon remarquable la demande intérieure en pétrole.

Même s'il entraînait des coûts supplémentaires, le remplacement du pétrole s'est poursuivi malgré la grave récession. La figure 11 montre l'évolution des diverses composantes de la demande d'énergie primaire au Canada entre 1980, 1984, et 1988.

Figure 11: Les composantes de la demande en énergie primaire du Canada, 1980, 1984 et 1988



Nota: L'électricité est évaluée ici en fonction de sa véritable valeur énergétique, soit 3,6 MJ/kWh. On utilise parfois la "valeur de remplacement des combustible fossiles" de 10,5 MJ/kWh dans certaines applications statistiques, mais cela exagérerait l'importance de l'électricité dans le système d'approvisionnement en énergie du Canada.

Source: Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, division des statistiques sur l'énergie, *Guide statistique sur l'énergie,* Ottawa, sans date, tableaux 2.0.5.

Le PEN a aussi eu comme avantage de promouvoir les nouvelles formes d'énergie. En juillet 1978, le gouvernement fédéral avait annoncé une série de programmes sur les sources d'énergie renouvelable, programmes qui allaient jusqu'en 1985 et représentaient des dépenses de 380 millions de dollars. Le Programme énergétique national attribuait un rôle beaucoup plus important aux formes d'énergie renouvelable et augmentait les fonds consacrés à la recherche, au

développement et à la démonstration (R-D-D) pour toute une gamme de sources d'énergie, de techniques et de combustibles nouveaux. Tant que le PEN fut en vigueur, cette aide financière augmentait chaque année, ce qui témoignait de l'importance que le gouvernement fedéral accordait à la planification énergétique à long terme. Celui-ci créa en outre une nouvelle filiale de Petro-Canada, Canertech, afin de favoriser les techniques visant à économiser l'énergie et la production commerciale d'énergie renouvelable grâce à l'investissement de capital de risque.

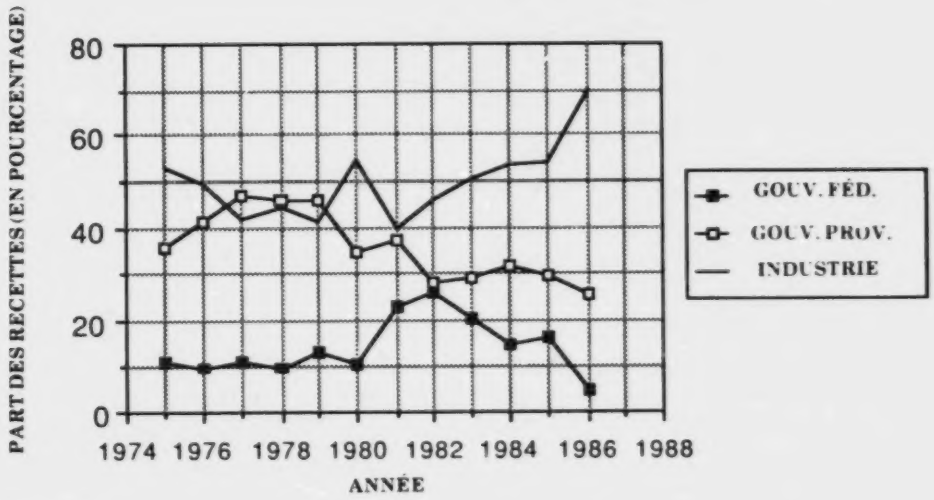
En 1983, le Canada n'a été devancé que par les États-Unis, au sein des pays membres de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), pour ce qui est de l'aide financière accordée à la R-D-D dans le domaine des économies d'énergie et quatrième pour le financement de la R-D-D dans le domaine des formes d'énergie renouvelable. Cette performance impressionnante était maintenue même si la valeur des exportations énergétiques du Canada dépassait celle de ses importations de huit milliards de dollars cette année-là. Dans plusieurs secteurs de la R-D-D en matière d'économies d'énergie et d'énergie renouvelable, le Canada était reconnu comme un pionnier pour ce qui est de l'élaboration de solutions de rechange viables, sur les plans économique et technique, aux sources d'énergie et techniques conventionnelles.

L'échec le plus important du PEN est attribuable au fait que ses promoteurs n'ont pas voulu considérer une baisse des prix mondiaux du pétrole. Ainsi, le Programme a établi que le prix à la tête du puits du pétrole brut conventionnel passerait de 14,75 $ le baril en janvier 1980 à 66,75 $ en juillet 1990. Le prix de référence pour les sables bitumineux avait été fixé à 38,00 $ le baril en janvier 1981 ; il devait passer à 79,65 $ en janvier 1990, sous réserve du plafonnement du cours mondial.

Le gouvernement fédéral a réussi à s'accaparer une proportion plus importante des recettes pétrolières et gazières d'amont aux dépens des provinces productrices et de l'industrie pétrolière, mais la quantité totale d'argent à partager avait malheureusement diminué grandement par rapport aux prévisions de 1980 et 1981, à la suite de l'affaiblissement du prix mondial, de la récession économique et de la baisse de la consommation intérieure. L'éventail des instruments fiscaux liés au pétrole, qui constituaient une partie cruciale du PEN, ont bientôt dû être modifiés et le gouvernement fédéral a adouci ses mesures fiscales. La figure 12 montre comment le gouvernement fédéral, les provinces et l'industrie pétrolière se sont partagés les recettes pétrolières et gazières de 1975 à 1986. L'Agence de surveillance du secteur pétrolier a cessé de publier des données statistiques sur le partage des recettes en 1987, parce que l'industrie et les provinces n'étaient pas satisfaites de la méthode de calcul utilisée (voir la note au bas de la figure 12).

Non seulement le budget fédéral se trouva-t-il bouleversé lorsque les recettes prévues n'entrèrent pas, mais le coût du PEN lui-même augmenta.

Figure 12: Partage des recettes du pétrole au Canada, 1975-1986



Nota: L'Agence de surveillance du secteur pétrolier a cessé de publier des statistiques sur le partage des recettes en 1987 à la suite de plaintes formulées par l'industrie et les gouvernements provinciaux au sujet de la méthode de calcul utilisée. Les recettes totales à partager, fondées sur le secteur amont de l'industrie seulement, étaient calculées par l'Agence de la manière suivante: recettes = recettes brutes des activités d'amont - frais d'exploitation + redevance d'exportation sur le pétrole + variation dans le compte de la RIP. L'industrie soutenait que sa part devrait être calculée en déduisant ses dépenses en capital de sa marge brute d'autofinancement; cette méthode aurait donné des recettes négatives pour l'industrie certaines années. Les provinces se sont objectées à cette proposition parce que les statistiques auraient indiqué qu'elles auraient touché plus de 100 p. 100 des recettes certaines années. L'Agence a décidé qu'il était préférable de tout simplement cesser de publier des statistiques sur le partage des recettes.

Source: Doern, G. Bruce et Glen Toner, *The Politics of Energy: The Development and Implementation of the NEP*, Methuen, Toronto, 1985, p. 341 [pour les valeurs de 1975 à 1978]; et Canada, Agence de surveillance du secteur pétrolier, *Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole* (1979-1986) Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, 1980-1987, [pour les valeurs de 1981 à 1986]; et Communication personnelle avec l'Agence de surveillance du secteur pétrolier, le 25 mai 1990.

Les principales dépenses étaient liées aux fonds versés dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP), qui visait à encourager la prospection pétrolière sur les terres fédérales situées dans les régions pionnières du Canada, c'est-à-dire celles qui sont situées au nord du 60e parallèle et au large de la côte est. Ce programme accordait un traitement de faveur aux sociétés canadiennes

faisant de l'exploration dans les régions pionnières afin de leur permettre de mieux concurrencer les sociétés étrangères. Lorsque ce programme fut abandonné, environ 7,5 milliards de dollars avaient été investis dans ce type de prospection.

Cette tentative de "canadianisation" de l'industrie pétrolière intérieure par un traitement de faveur aux sociétés canadiennes actives sur des terres fédérales et par une disposition réservant 25 p. 100 des droits au gouvernement fédéral (ce qui permettait à la Couronne d'acquérir par le truchement de Petro-Canada une participation directe de 25 p. 100 dans les projets réalisés dans des régions pionnières) a suscité beaucoup de mécontentement, surtout aux États-Unis. Les investissements américains au Canada – particulièrement dans le secteur du pétrole – ont fortement baissé en réaction à ce programme, ce qui a exercé une pression sur la valeur du dollar canadien et a contribué à faire monter les taux d'intérêt au Canada. Même s'il est difficile de quantifier ces conséquences, certains ont soutenu que le Canada avait été fortement pénalisé sur le plan financier pour avoir mis en oeuvre le PEN.

Le PEN a aussi créé d'autres problèmes parce qu'il liait arbitrairement le prix de gros du gaz naturel au prix administré du pétrole brut. Lorsque le PEN a été lancé, le prix du gaz se situait à environ 80 p. 100 de la valeur énergétique équivalente du pétrole brut; le PEN chercha à faire passer ce prix à 65 p. 100 du prix du brut équivalent afin de favoriser le remplacement du pétrole. Non seulement le gouvernement fédéral cherchait-il à établir un prix intérieur pour le pétrole qui ne tienne pas compte du marché international, mais il compliquait aussi la situation en fixant un prix pour le gaz naturel sans rapport avec les conditions du marché nord-américain. Lorsque le prix du gaz naturel baissa aux États-Unis – la destination de plus du tiers du gaz canadien commercialisé dans une année normale – il est alors devenu impossible de maintenir le prix administré pour le gaz.

Le gouvernement fédéral a été forcé d'apporter une série de modifications au PEN afin de tenir compte de l'évolution de la situation mondiale. La mise à jour du PEN, qui fut annoncée le 31 mai 1982, présentait bon nombre de ces changements, le gouvernement fédéral cherchant à venir en aide à une industrie pétrolière en difficulté. La modification continuelle du PEN créa toutefois un climat d'incertitude et on commença à douter de la capacité du gouvernement central d'établir un régime stable dans le domaine de l'énergie au Canada. De plus, les rancoeurs subsistant dans les relations fédérales-provinciales eurent pour effet de prolonger les négociations dans ce secteur, ce qui retarda les correctifs nécessaires.

Étant donné que l'économie canadienne a été en partie épargnée par la hausse des prix mondiaux du pétrole, les incitations à consommer l'énergie d'une manière efficace ont été ici moins fortes qu'ailleurs. Il s'agit là d'un effet à long terme de ce programme. Aujourd'hui, le Canada est le plus grand consommateur d'énergie par habitant parmi tous les pays industrialisés, ce qui le place dans une situation désavantageuse, aggrave les conséquences de la consommation de l'énergie pour l'environnement, et le pousse à investir de fortes sommes dans des "mégaprojets" visant à maintenir son approvisionnement en énergie.

B. 1984–1990

Lors des élections fédérales de septembre 1984, l'opposition conservatrice fit campagne contre le Programme énergétique national. Une fois au pouvoir, les Conservateurs se mirent à sabrer le programme.

Le nouveau gouvernement, qui devait composer avec un énorme déficit budgétaire, était pressé de réduire les dépenses fédérales; il était en outre opposé au style interventionniste du gouvernement précédent. Le 8 novembre 1984, il annonçait toute une série de mesures de restrictions financières dans une "déclaration économique" et, du même coup, remaniait pour la première fois le PEN (Canada, Conseil du Trésor, 1984).

De nombreux programmes du secteur de l'énergie furent la cible des réductions budgétaires de 1984. On restreignit les dépenses du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. On mit fin au Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et au Programme canadien de remplacement du pétrole. On ferma Canertech. On remit à plus tard la poursuite du programme de construction de raccordements pour le gaz, et on n'y donna jamais suite.

Les dépenses fédérales pour la recherche et le développement dans le domaine de l'énergie, et particulièrement dans le secteur des sources d'énergie renouvelable et des nouvelles techniques, constituèrent une autre cible du gouvernement. La division de l'énergie du Conseil national de recherche du Canada – principale responsable fédérale de la R-D en sources d'énergie renouvelale – a été progressivement éliminée. Sur une période de 18 mois, on a pratiquement démantelé un programme de 60 millions de dollars visant à appuyer des travaux menés dans les domaines de l'énergie solaire, de l'énergie de fusion, de l'énergie éolienne, de l'hydrogène et du stockage de l'énergie, de la bioénergie, des pompes à chaleur, de l'énergie marémotrice, et des économies d'énergie dans les immeubles. Le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a aussi perdu la plupart de ses crédits discrétionnaires pour la R-D en sources d'énergie renouvelable.

Avec ces mesures budgétaires, le gouvernement fédéral retira la majeure partie de l'aide qu'il accordait pour la R-D sur les formes d'énergie renouvelable et indiqua qu'il avait l'intention d'intervenir beaucoup moins dans le développement du système d'approvisionnement en énergie du Canada.

Peu après, la politique énergétique fédérale subissait des changements beaucoup plus radicaux. Au cours de 1985, le gouvernement du Canada négocia deux ententes très importantes avec les provinces productrices de l'Ouest canadien. Dans l'Accord de l'Ouest signé le 28 mars 1985 et dans l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel signée le 31 octobre 1985, le gouvernement fédéral déréglementait la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel.

L'Accord de l'Ouest libéra le prix du pétrole brut le 1er juin 1985 et le laissa fluctuer en fonction des forces du marché. Cette mesure marqua la fin du Programme

d'indemnisation des importateurs de pétrole. Le gouvernement canadien abolit ensuite la taxe sur le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel, l'impôt sur les revenus pétroliers supplémentaires, la redevance spéciale de canadianisation, la redevance d'exportation sur le pétrole brut et la redevance d'indemnisation pétrolière. L'impôt sur les revenus pétroliers fut éliminé pour les nouveaux projets de production, et progressivement abandonné pour les projets pétroliers et gaziers entrepris avant la fin de l'année 1988. Tous ces impôts, taxes et redevances faisaient partie du précédent système de prix administrés. En les éliminant, le gouvernement fédéral renonçait à des recettes au profit de l'industrie pétrolière. En échange, les porte-parole de l'industrie prédirent que jusqu'à 300 000 nouveaux emplois pourraient être créés par un secteur pétrolier en santé. La dégringolade des prix du pétrole de 1986 fit oublier ces prévisions optimistes.

L'Office national de l'énergie leva les restrictions qu'il imposait sur les exportations à court terme de pétrole brut léger et lourd vers les États-Unis, ce qui permit aux producteurs de l'Ouest canadien de s'attaquer au problème de sous-production. Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier a été abandonné un an après la conclusion de l'Accord, même si un prolongement fut accordé pour les ententes d'exploration déjà conclues concernant des terres fédérales.

L'Entente sur le gaz naturel visait la situation plus complexe de la commercialisation de cette ressource au Canada. Le gaz naturel, à la différence du pétrole brut, avait toujours été vendu au Canada et sur le marché d'exportation des États-Unis au moyen d'ententes contractuelles à long terme, qui permettaient de mettre sur pied les coûteuses infrastructures de transport et de distribution nécessaires. Étant donné l'incertitude qui régnait au sujet des ententes financières futures pour assumer le coût des infrastructures gazières, le gouvernement fédéral décréta une période de transition au cours de laquelle les prix de gros intérieurs du gaz naturel seraient gelés à leur niveau d'alors. Cette période de transition se termina le 31 octobre 1986, après quoi l'achat et la vente du gaz commencèrent à être librement négociés.

La déréglementation des prix du pétrole et du gaz élimina la plupart des distorsions sur les marchés de l'énergie, mais il devenait néanmoins clair que les forces du marché n'étaient pas une solution de remplacement tous azimuts à une politique énergétique. Libre de toute entrave, le marché se comportait bien sur une base quotidienne, mais il ne permettait pas de régler d'une manière satisfaisante des questions nécessitant l'adoption d'une perspective à plus long terme, comme la sécurité de l'approvisionnement national en énergie, les liens existant entre mise en valeur des ressources énergétiques et développement régional, et les préoccupations environnementales commes les gaz acides et les émissions de gaz responsables de l'effet de serre. Pour ces raisons et d'autres, le gouvernement fédéral se lança dans un processus de consultation qui devait durer un an et permettre de recueillir les opinions de toutes les régions du pays et de toutes les parties intéressées à l'élaboration d'une politique énergétique. Il en est résulté le document *Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI e siècle: rapport de la confluence énergétique*, qui a été

rendu public en août 1988.

Ce document a été transmis au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources de la Chambre des communes, qui devrait faire rapport à ce sujet à peu près au moment où le présent rapport sera envoyé à l'imprimerie. Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a demandé au Sénat la permission d'étudier le Rapport de la confluence énergétique et a lui aussi reçu un mandat en ce sens. Il s'attaquera à cette tâche dès que la présente étude sur Petro-Canada sera terminée. Le gouvernement fédéral n'a pas encore commenté publiquement les conclusions contenues dans le Rapport de la confluence énergétique.

C. Accord de libre-échange

L'un des gestes les plus lourds de conséquences du gouvernement conservateur a été la négociation d'un Accord de libre-échange avec les États-Unis. Cet accord est entré en vigueur le 1er janvier 1989. Le chapitre neuf de ce document constitue une entente complète et controversée sur tous les aspects du commerce de l'énergie entre les deux pays.

Cet accord soumet le commerce canado-américain dans le domaine de l'énergie à un ensemble de règles beaucoup plus explicites que celles qui étaient prévues dans l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT). Au milieu des années 1980, le commerce de l'énergie représentait environ 10 p. 100 de l'ensemble des biens échangés entre le Canada et les États-Unis dans ce qui constitue la plus importante et la plus complexe relation commerciale au monde. Environ 85 p. 100 de toutes les exportations énergétiques canadiennes sont destinés aux États-Unis, notamment plus du tiers de notre production intérieure de pétrole brut et de gaz naturel. Une caractéristique importante de l'Accord est qu'il oblige d'une manière implicite les deux gouvernements nationaux à tenir compte de l'incidence de la réglementation intérieure du secteur énergétique sur les relations commerciales avec l'autre pays.

Comme des analystes l'ont signalé, l'Accord n'établit pas une relation commerciale symétrique entre le Canada et les États-Unis.

> ...L'accès garanti aux marchés de nos deux pays sans autre concession de la part du Canada n'aurait pas été jugé acceptable par le Congrès américain puisque le Canada aurait ainsi eu accès à un marché qui ne représente que le dixième de son marché intérieur. En échange d'un accès garanti et continuel à leur imposant marché, les États-Unis ont obtenu des concessions dans d'autres secteurs comme l'accès aux marchés d'investissement et financiers canadiens, la politique dans le domaine de l'automobile, le commerce des services et la politique énergétique.
> (Battram et Lock, 1988, p. 332).

L'objectif le plus important du Canada, lors de la négociation du libre-échange en matière d'énergie, était d'améliorer son accès au marché américain. Les États-Unis, eux, souhaitaient obtenir un accès garanti à des sources fiables d'approvisionnement en énergie au Canada, facteur qu'ils jugeaient important éventuellement pour la sécurité de leur pays. La différence d'optique tient au fait que les négociateurs canadiens considéraient l'énergie comme un bien économique surtout, tandis que leurs vis-à-vis américains la voyaient davantage comme un bien stratégique. On a aussi soutenu que les Américains faisaient dépendre la conclusion de l'Accord des dispositions sur l'énergie comprises au chapitre neuf.

Ce chapitre n'est pas le seul à contenir des dispositions régissant le commerce de l'énergie. L'Accord prévoit en effet, comme dans le cas du GATT, que chaque partie accorde "le traitement national" aux produits de l'autre partie. Dans le cas de l'énergie, cette disposition relative au traitement national équivaut essentiellement à une règle de non-discrimination. Par ailleurs, l'Accord n'a pas réglé la question des subventions intérieures dans le domaine du commerce bilatéral.

L'Accord de libre-échange définit largement les biens énergétiques visés par ses dispositions: les combustibles solides (charbon, tourbe, etc.), les combustibles liquides (pétrole brut, produits raffinés et gaz de pétrole liquéfié), les combustibles gazeux (gaz naturel , éthane, gaz de houille, etc.), l'électricité et les combustibles nucléaires (uranium, combustible épuisé, eau lourde, etc.).

L'article 902 porte sur les restrictions relatives aux importations et exportations. L'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce vise le commerce des produits énergétiques, mais l'Accord de libre-échange souligne que les États-Unis et le Canada souhaitent que le commerce bilatéral des produits énergétiques soit dorénavant régi par un régime plus explicite. L'Accord veut que les produits énergétiques d'un pays puissent concurrencer ceux de l'autre chez lui, sans devoir surmonter des obstacles réglementaires en raison de leur origine. Trois restrictions précises ont été imposées – deux aux États-Unis et une au Canada. Les États-Unis sont tenus d'exempter le Canada de toute restriction relative à l'enrichissement de l'uranium étranger en vertu de l'Atomic Energy Act. Le Canada est aussi en partie exempté de l'interdiction décrétée par les Américains sur l'exportation du pétrole de l'Alaska, en vertu de l'Export Administration Act de 1979. Aux termes de l'Accord, jusqu'à 50 000 barils par jour de pétrole de l'Alaska peuvent être en moyenne exportés annuellement au Canada, à condition que ce pétrole soit transporté au Canada à partir de l'un des 48 États situés plus au sud. Cette condition est conforme aux exigences contenues dans le "Jones Act" et selon lesquelles des navires américains doivent être utilisés pour ce type d'exportation. La troisième disposition oblige le Canada à exempter les États-Unis de la Politique canadienne de valorisation de l'uranium.

Il faut aussi signaler que les dispositions sur le partage du pétrole appliquées par l'AIE ont préséance dans les cas où une urgence se déclare et où il y a incompatibilité entre les exigences formulées dans l'Accord de libre-échange et celles de l'AIE.

L'article XX de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce prévoit toute une gamme de circonstances où les pays peuvent restreindre le commerce à l'exportation. Le chapitre sur l'énergie dans l'Accord de libre-échange modifie les règles prévues dans l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce de deux façons. Premièrement, il limite plus sévèrement les circonstances où l'on peut invoquer une pénurie intérieure pour justifier des restrictions d'exportations. Deuxièmement, l'Accord de libre-échange diminue la portée de l'exception relative à la "sécurité nationale", qui était prévue dans l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce.

Comme les exceptions de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce étaient considérées comme trop générales aux fins de l'Accord de libre-échange, l'article 904 est venu limiter ces exceptions. En vertu de l'alinéa a) de l'article 904, si l'une des parties restreint l'offre d'un produit énergétique, cette restriction doit être répartie également sur les marchés intérieurs et extérieurs. L'alinéa b) interdit pour les exportations de produits énergétiques l'imposition d'un prix plus élevé que le prix de vente intérieur comparable, lorsque ce prix plus élevé résulte de licences, de droits, de taxes et de prescriptions de prix minimaux. Enfin, l'alinéa c) interdit la perturbation des voies normales d'approvisionnement ou des proportions normales entre les différents produits énergétiques fournis à l'autre partie. Ces limitations visent à contrer les restrictions contenues dans les politiques sur les exportations d'énergie que les deux pays avaient adoptées dans les années 1970 et au début des années 1980.

> L'Accord de libre-échange devrait constituer un outil très utile pour atteindre les principaux objectifs que les deux pays s'étaient fixés lors du début des négociations sur l'énergie – c'est-à-dire, pour le Canada, un accès garanti aux marchés américains, sans s'exposer à des mesures protectionnistes prévues dans la politique sur l'énergie, et pour les Américains, un accès durable à des sources canadiennes d'approvisionnement en énergie qui soient fiables, sans devoir se plier à une politique énergétique et des mesures nationalistes prises en période de pénurie appréhendée.
> (Battram et Lock, 1988, p. 384)

Étant donné que les produits énergétiques circulent principalement du nord au sud, la principale concession que le Canada a dû faire, afin d'obtenir un accès garanti au marché américain, a été d'abandonner une partie de ses pouvoirs en matière de politique énergétique.

D. Harmonisation de la déréglementation et de la stratégie

Depuis la création de Petro-Canada, le Canada a appliqué deux politiques énergétiques très différentes. Avant les élections de septembre 1984, le gouvernement libéral est intervenu massivement dans le secteur de l'énergie en réglementant les prix, en supervisant les activités de l'industrie pétrolière, en faisant la

promotion des économies d'énergie et de la mise en valeur des autres formes d'énergie, et en favorisant les projets de remplacement du pétrole. Depuis les élections de 1984, le gouvernement progressiste-conservateur a décidé de déréglementer les marchés de l'énergie, de mettre un terme à la plupart des programmes encourageant les économies d'énergie, la mise en valeur des autres formes d'énergie et le remplacement du pétrole, et à préconisé qu'on fasse confiance aux forces du marché pour la mise en valeur des ressources énergétiques. Selon le Comité, aucun pays industrialisé n'a modifié de façon aussi spectaculaire sa politique énergétique dans les années 1980.

Selon certains des témoins entendus par le Comité, la société Petro-Canada ne joue plus de rôle utile pour l'État, et ne devrait plus en jouer. Non seulement notre société pétrolière nationale ne constitue pas un outil approprié pour la politique énergétique, mais l'État, dit-on, ne devrait même pas s'immiscer dans ce secteur. Au sujet de la question de la sécurité énergétique nationale, Ron Hirshhorn, économiste au Conseil économique du Canada, a déclaré devant le au Comité:

> ...La planification des mesures d'urgence – y compris peut-être la constitution de réserves de pétrole dans l'Est du Canada – est nécessaire si l'on veut réduire la vulnérabilité de notre pays face à une éventuelle interruption de l'approvisionnement en pétrole. Cela étant dit, il en va tout autrement de la sécurité énergétique à long terme. À ce chapitre, il vaut mieux exposer entièrement les Canadiens aux fluctuations du marché mondial de l'énergie, et laisser l'offre et la demande répondre aux signaux du marché, que de s'en remettre aux mesures gouvernementales de planification et d'orientation.
> (Sénat du Canada, Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, le 22 décembre 1989, p. 8)

Thomas Kierans a, pour sa part, affirmé que la question de la sécurité énergétique du Canada ne l'inquiétait pas, sauf pour ce qui est du gaz naturel. Il a signalé que l'Accord de libre-échange reposait sur le concept d'une économie de marché et de l'équilibre entre l'offre et la demande. Or, le marché du gaz ne fonctionne tout simplement pas de cette façon, parce qu'il n'existe pas de réseaux de transport peu coûteux et que les intervenants y sont trop peu nombreux.

Michael Walker, du Fraser Institute, a déclaré qu'il favorisait fortement la privatisation de la société Petro-Canada. En parlant des origines de Petro-Canada, il a indiqué que cette société avait été une erreur historique "conçue dans une atmosphère de paranoïa et de soupçons envers l'industrie pétrolière" et "que c'était une idée qui était née dans une atmosphère générale de mépris envers le secteur privé et de méfiance envers les marchés concurrentiels" (*Ibid.*., le 18 décembre 1989, p. 37). Les Canadiens se seraient trompés lorsqu'ils ont cru que Petro-Canada garantirait la sécurité énergétique de leur pays. En fait, selon M. Walker, tenter d'évaluer si Petro-Canada a dans l'ensemble atteint les objectifs qu'elle poursuivait au nom de l'État constitue "une pure perte de temps", puisque "ces objectifs

eux-mêmes étaient erronés" (*Ibid.*, p. 38).

La Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors a présenté un point de vue différent. Selon elle, Petro-Canda a nui à l'industrie des services pétroliers et n'a pas tenu compte des objectifs les plus rentables pour le Canada en ce qui touche à la constitution de nouvelles réserves de pétrole lorsqu'elle a pris le contrôle de trois "sociétés plutôt entreprenantes" de l'Ouest candadien – ARCO, Pacific Petroleums et Petrofina Canada – et qu'elle a réorienté une bonne partie de leurs efforts de prospection vers les régions pionnières. La majeure partie des activités de forage subséquentes de Petro-Canada dans l'Ouest canadien ont visé à développer les champs existants. "De façon générale, la société a acheté la production existante dans le bassin (sédimentaire de l'Ouest canadien) et elle a procédé au forage de puits de développement à un rythme proportionné aux taux d'épuisement (*Ibid.*, le 16 novembre 1989, p. 68).

Herschel Hardin, un auteur et expert-conseil, était d'avis, pour sa part, qu'il faut conserver des sociétés d'État comme Petro-Canada, parce qu'elles peuvent constituer des outils utiles pour le développement régional et sont plus enclines à favoriser un "dynamisme interne au sein de la collectivité". De plus, contrairement à l'opinion souvent défendue, les sociétés d'État accroîtraient souvent la concurrence:

> ...dans une situation d'un marché, certaines compagnies qui ont diverses appartenances, diverses racines culturelles, disons, ou diverses racines sociales, et lorque l'on a des sociétés privées, des sociétés étatisées, des sociétés coopératives, il y a moins de possibilité – mais ce n'est pas nécessairement toujours le cas – que l'on retrouve des oligopoles, il y a moins de chance que l'on en vienne à des ententes secrètes ou même des ententes fondées sur des expédients qui aboutissent à des oligopoles, et c'est alors le consommateur qui doit en payer la note. (*Ibid.*, p. 90)

Selon le Comité, la libéralisation des marchés de l'énergie a bien servi le Canada pour ce qui est du fonctionnement quotidien de ces marchés. Sous d'autres aspects, le Comité croit toutefois que le libre fonctionnement des marchés ne peut à lui seul défendre les intérêts de notre pays dans le domaine énergétique. Les lacunes du libre fonctionnement des marchés sont évidentes dans au moins trois domaines.

Premièrement, étant donné que les forces du marché s'intéressent avant tout aux résultats nets des entreprises à court terme, elles ne permettent pas de protéger les intérêts du public dans le domaine de l'environnement. Le secteur privé a toujours eu l'habitude de faire assumer par les autres les frais liés à l'environnement, ce qui laisse aujourd'hui la société avec une foule de problèmes de pollution. Les gouvernements reconnaissent de plus en plus qu'il faudra intervenir pour régler les problèmes environnementaux.

Deuxièmement, les programmes permanents de R-D qui sont nécessaires pour trouver de nouvelles techniques et sources d'énergie, nécessitent un financement

soutenu pendant des années et parfois même des décennies avant qu'on puisse réaliser le potentiel commercial de ces découvertes. Les gouvernements ne peuvent se fier aux forces du marché, qui sont fluctuantes, pour fournir le financement continuel dont l'industrie a besoin dans de nombreux cas pour garantir la survie de ses programmes permanents de R-D. Par conséquent, il est manifeste qu'il serait dans l'intérêt du pays que les gouvernements s'engagent dans de telles activités permanentes de recherche-développement, afin de s'assurer que de nouvelles techniques et sources d'énergie seront à notre disposition lorsque nous en aurons besoins. Les tentatives coûteuses de commercialisation de l'énergie de fusion, qui se sont étendues sur des décennies, constituent un exemple de travaux de R-D qui ont pratiquement été entièrement souscrits par le gouvernement. La majeure partie des travaux de R-D sur les formes d'énergie renouvelables, qui ont été réalisés dans les pays industrialisés au cours des années 1970 et 1980, ont été financés et souvent exécutés par les administrations publiques.

Troisièmement, l'énergie constitue plus qu'un bien économique; il s'agit d'un bien stratégique, dont l'accès facile à un prix abordable est fondamental pour le bien-être économique et social de tout le pays. Ce fait est reconnu par la plupart des pays industrialisés, comme en témoignent leurs politiques énergétiques. Que ces préoccupations en matière de sécurité énergétique prennent la forme d'une réserve stratégique de pétrole, du maintien d'un réseau national de distribution, de négociations entre États, de mesures incitatives pour trouver de nouvelles sources d'énergie qui peuvent actuellement ne pas être rentables, ou un autre aspect, la plupart des pays admettent que ce type de planification et les frais liés à ces mesures constituent une forme d'assurance nationale.

En lançant le processus de consultation qui devait aboutir au *Rapport de la confluence énergétique* , le gouvernement canadien reconnaissait implicitement que la politique énergétique ne pouvait être fondée sur les forces du marché. Par ailleurs, si le ministre de l'Environnement du Canada tente d'établir des orientations pour répondre aux problèmes de l'environnement – dont beaucoup sont attribuables à l'utilisation que nous faisons de nos ressources énergétiques – cela confirme le besoin de donner une direction au développement. Cette orientation devrait être basée sur un plan stratégique à long terme établi par le gouvernement afin de régler des problèmes que les forces du marché ne peuvent résoudre en raison de leur optique à court terme.

En fait, les forces du marché peuvent constituer un outil permettant d'atteindre certains objectifs à long terme. Les marchés énergétiques d'aujourd'hui sont souvent secoués par des programmes de subventions de divers types qui habituellemnent visent divers aspects de l'approvisionnement en énergie conventionnelle et défavorisent l'économie d'énergie et le développement de formes d'énergie renouvelable. Comme l'a soutenu Amory Lovins dans son témoignage devant le Comité, il existe de nombreuses façons d'économiser l'énergie tout en réalisant un profit net, et cette démarche devrait être favorisée par les marchés où les règles seraient uniformes pour tous. Actuellement, ces mesures ne sont pas facilement prises en raison de l'inertie de nos grandes institutions du domaine de l'énergie, parce que

des subventions peuvent venir bouleverser les facteurs économiques et favoriser une solution axée sur l'offre, parce que les tarifs peuvent avantager les consommateurs s'ils accroissent leur consommation d'énergie et parce que les gens sont peu informés des nouvelles techniques permettant d'économiser l'énergie. Le gouvernement peut jouer un rôle positif en permettant de surmonter ces obstacles sans influer de façon indue sur les marchés. Pour ce faire, il devrait tenter de modifier doucement les tendances à long terme et non imposer brutalement des changements rapides, parce que la politique dans ce domaine ne permet pas de prévoir les perturbations ni d'accroître la souplesse du système d'approvisionnement en énergie.

Chapitre trois

Situation énergétique internationale

A. Réémergence de l'OPEP

Les réserves de pétrole et de gaz naturel sont réparties irrégulièrement sur le globe. Selon des données compilées par Joseph Riva Jr. (Riva, 1987), les réserves mondiales originales (avant toute production) de brut conventionnel et récupérable, de densité légère et moyenne, totalisaient environ 1 635 milliards de barils. À peu près 32 p. 100 de cette quantité a été consommée et approximativement 30 p. 100 reste à découvrir. Les 38 p. 100 qui restent constituent les actuelles réserves établies de pétrole brut conventionnel de densité légère et moyenne. On estime que 78 p. 100 des 1 100 milliards et plus de barils de pétrole brut léger-moyen non encore consommés (réserves établies et pétrole brut non découvert et récupérable) se trouvent dans l'hémisphère oriental.

On évalue que les réserves mondiales originales de gaz naturel récupérable contenaient une énergie équivalente à près de 1 900 milliards de barils de pétrole, notamment 340 milliards de barils de liquides de gaz naturel (LGN). Environ la moitié de ces ressources ont déjà été découvertes et à peu près 14 p. 100 ont été consommées. On croit que 79 p. 100 environ des réserves restantes de gaz et de LGN, et des ressources gazières non encore découvertes et récupérables, se trouvent dans l'hémisphère oriental.

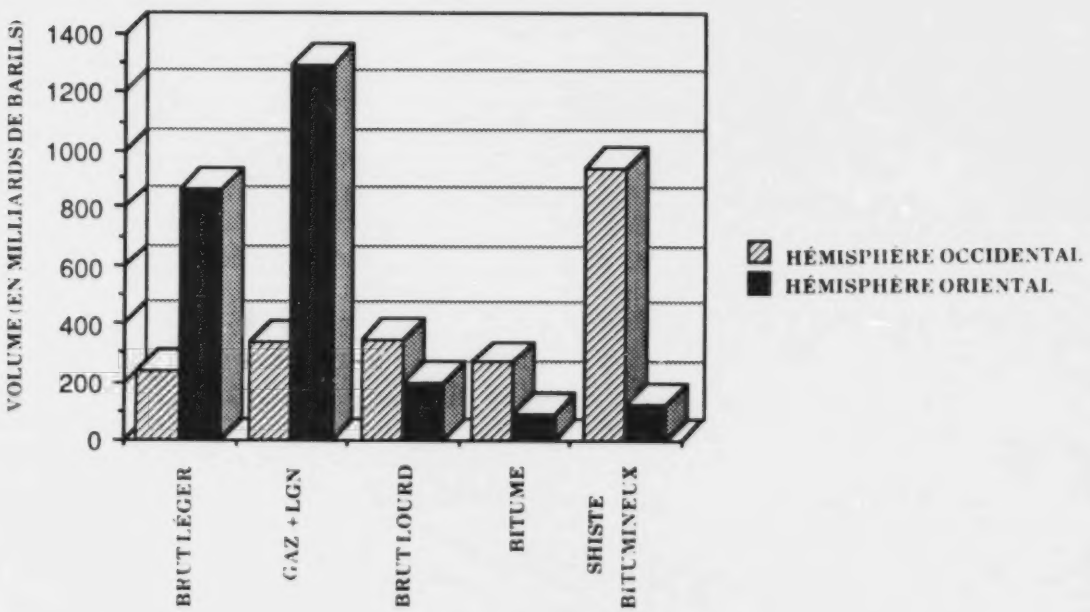
En ce qui concerne les hydrocarbures lourds, les réserves originales mondiales ont été évaluées à environ 608 milliards de barils; on considère que 85 p. 100 de ces ressources ont été découvertes, mais que seulement 11 p. 100 ont été consommées. Soixante-quatre pour cent des 540 milliards de barils de pétrole lourd non consommés seraient dans l'hémisphère occidental.

Riva estime que les dépôts de bitume connus contiennent à peu près 354 milliards de barils de brut récupérable et que 76 p. 100 de ces ressources se trouvent dans l'hémisphère occidental. Les dépôts de schiste bitumineux connus pourraient contenir aux alentours de 1 065 milliards de barils de pétrole récupérable, et on croit que 88 p. 100 de ces ressources sont situées dans l'hémisphère occidental. Au mieux, ces estimations ne donnent qu'une idée approximative de la quantité de ressources qui peuvent être récupérables, puisqu'elles dépendent du seuil de rentabilité établi pour l'extraction du pétrole contenu dans les dépôts de bitume ou de schiste bitumineux et des limites concernant l'épaisseur des morts-terrains et des dépôts qui permettent de récupérer ces ressources d'une manière rentable. Certains experts canadiens seraient beaucoup plus généreux que Riva dans leur évaluation

des quantités de bitume récupérables que peuvent contenir les sables bitumineux de l'Alberta.

Cette incertitude ne devrait pas nous empêcher de tirer les conclusions voulues de l'analyse de Riva. Les combustibles pétroliers plus légers et plus recherchés, qui sont moins coûteux à produire et à traiter, se trouvent surtout dans l'hémisphère oriental. Les plus lourds et moins recherchés, qui sont plus coûteux à produire et à traiter, se trouvent surtout dans l'hémisphère occidental. Riva a calculé que les réserves mondiales totales et originales de toutes les formes de pétrole équivalaient en gros à 5 560 milliards de barils de pétrole. La figure 13 montre comment se répartissent entre les deux hémisphères les réserves restantes et les ressources pétrolières récupérables et non découvertes, selon les estimations faites par Riva.

Figure 13: Ressources pétrolières récupérables qui restent dans les hémisphères oriental et occidental



Source: Riva, Joseph P., Jr., "Fossil Fuels", (combustibles fossiles), *Encyclopedia Britannica*, 1987, p. 588-612.

Environ 40 000 champs pétrolifères ont été découverts dans le monde depuis 1860. Trente-sept champs "supergéants" – c'est-à-dire des champs comptant plus de

5 milliards de barils de brut récupérable – ont été découverts et ces champs contenaient au départ environ 51 p. 100 de tout le brut conventionnel découvert jusqu'à maintenant. Vingt-six de ces 37 champs supergéants se trouvaient dans la région du golfe Persique et 11 en Arabie saoudite. Ghawar, le champ de pétrole le plus important au monde, a été découvert en 1948, et ses 86 milliards de barils de pétrole récupérable ont fait de l'Arabie saoudite la première puissance pétrolière mondiale. Le champ de Burgan du Koweït, le deuxième en importance, contenait au départ 75 milliards de barils de brut récupérable. Deux champs supergéants ont été découverts dans chacun des pays suivants: États-Unis (est du Texas et baie de Prudhoe), Union soviétique, Mexique et Libye. L'Algérie, le Venezuela et la Chine en comptent chacun un.

Près de 300 champs pétroliers "géants" – c'est-à-dire ceux qui contiennent de 500 millions à 5 milliards de barils de pétrole récupérable – représentent une autre tranche de 30 p. 100 du pétrole brut récupérable. Environ 1 000 autres champs renferment chacun de 50 millions à 500 millions de barils de pétrole récupérable et représentent à peu près 15 p. 100 des réserves mondiales connues. Ainsi, 95 p. 100 des réserves mondiales de brut récupérables et connues sont situées dans moins de 5 p. 100 des champs de pétrole découverts jusqu'à ce jour.

Cette géographie du pétrole et les 130 dernières années d'exploitation pétrolière ont permis d'établir deux principes qui s'appliquent aux ressources pétrolières mondiales. Le premier, c'est que la majeure partie du pétrole mondial se trouve dans un nombre relativement restreint de champs importants et que la plupart des champs sont de petite importance. Le second, c'est que la taille moyenne des champs et la quantité de pétrole que l'on trouve par installation de forage diminuent au fur et à mesure que la prospection progresse. Dans toute région productrice, les grands champs tendent à être découverts au début du cycle de production du pétrole.

Riva estime que les quantités restantes de brut conventionnel récupérable (réserves établies et ressources non encore découvertes) s'établissent à 1 200 milliards de barils. Au rythme actuel de production, qui est d'environ 20 milliards de barils par an, 50 ans devraient s'écouler avant que la production ne soit, en théorie, limitée par les ressources disponibles. Toutefois, vu que ces ressources sont très inégalement réparties, il faut examiner la situation de chaque pays afin de déterminer à partir de quel moment les ressources dont dispose ce pays commenceront à restreindre l'offre. Riva a évalué le potentiel de production pétrolière de 29 pays, classés selon leurs réserves pétrolières récupérables originales. En supposant que les réserves établies continueront à s'accroître au même rythme que dans le passé et que le rapport réserves/production ne tombera pas sous le chiffre neuf dans ces pays (une valeur caractéristique des régions productrices dans les années de baisse de la production), Riva a calculé le nombre d'années pendant lesquelles chacun de ces pays pourrait maintenir son niveau de production de 1986. Ces résultats sont résumés dans le tableau 7.

Tableau 7: Prévisions du potentiel de production pétrolière future

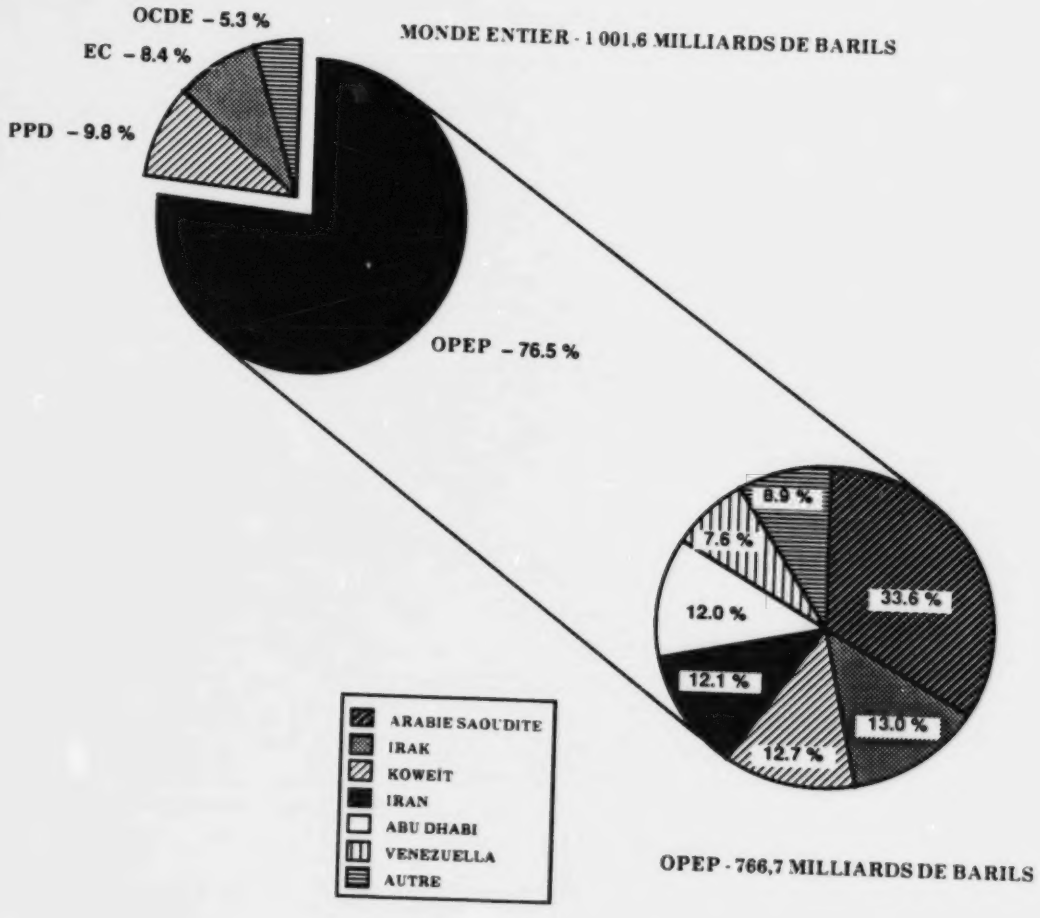
Début de la baisse de production (a)	Pays	Potentiel de production en l'an 2000 comparativement au potentiel de 1986 (b)
1987-1990	États-Unis	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
	Pérou	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
	Royaume-Uni	Baisse supérieur à 50 p. 100
	Brésil	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
	Colombie	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
1991-1995	Argentine	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
	Égypte	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
	Canada	Baisse de moins de 10 p. 100
	Union soviétique	Baisse variant entre 10 et 25 p. 100
1996-2000	Australie et Nouvelle-Zélande	Baisse variant entre 25 et 50 p. 100
	Inde	Production équivalente
	Malaisie et Brunei	Production équivalente
2001-2005	Équateur •	Production équivalente
	Oman	Production équivalente
2006-2010	Qatar •	Production équivalente
	Indonésie•	Production équivalente
2021-2025	Chine	Production équivalente
2026-2030	Nigeria •	2 fois la production de1986
2031-2035	Algérie•	3 fois la production de 1986
2036-2040	Mexique	2 fois la production de 1986
2056-2060	Vénézuéla • et Trinidad	3 fois la production de 1986
2061-2065	Libye •	4 fois la production de1986
2066-2070	Norvège	2 fois la production de1986
2071-2075	Tunisie	2 fois la production de1986
2076-2080	Émirats arabes unis •	5 fois la production de1986
2091-2095	Arabie saoudite•	7 fois la production de1986
2096-2100	Iran •	6 fois la production de1986
2106-2110	Irak•	5 fois la production de1986
2171-2175	Koweït•	12 fois la production de1986

Nota: (a) L'analyse a porté sur des périodes de cinq ans.
(b) La valeur donnée ne constitue pas une prévision de la production, mais une indication de ce qui pourrait survenir si les ressources pétrolières établies étaient exploitées au rythme maximum.
• L'astérisque indique que le pays fait partie de l'OPEP.

Source: Riva, Joseph P. Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Rapport nº 87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, mai 1987, pp. 16-17 et 19.

Les réserves établies de pétrole brut conventionnel qui restent se chiffrent à environ 1 000 milliards de barils. Les deux tiers de ces ressources se trouvent au Moyen-Orient, comme le montrent les données de la fin de l'année 1989 tirées de la revue *Oil and Gas Journal* et incluses dans la figure 14. Ces données montrent tout d'abord les réserves de l'OPEP et celles des pays non membres de cette organisation. Puis, les réserves de ces derniers pays sont subdivisées en réserves de l'OCDE, des PPD (pays peu développés) et des EC (Économies planifiées des pays communistes).

Figure 14: Répartition géopolitique des réserves mondiales établies



Source: "OPEC's Reserves Shares Up in Turbulent '80s", *Oil & Gas Journal*, le 25 décembre 1989, pp. 41-45.

L'OPEP contrôle environ 76,5 p. 100 (767 milliards de barils) des réserves établies de brut conventionnel. L'OCDE n'en détient que 5,3 p. 100 ou 53 milliards de barils. Les États-Unis et le Canada possèdent ensemble un peu plus de 3 p. 100 des réserves mondiales. La Mer du Nord renferme moins de 2 p. 100 de celles-ci, malgré l'influence que cette région exerce actuellement sur le commerce mondial du pétrole. Il est intéressant de noter que les pays de l'OCDE consomment plus de la moitié du pétrole mondial, mais ne possède qu'environ le vingtième des réserves établies de pétrole conventionnel.

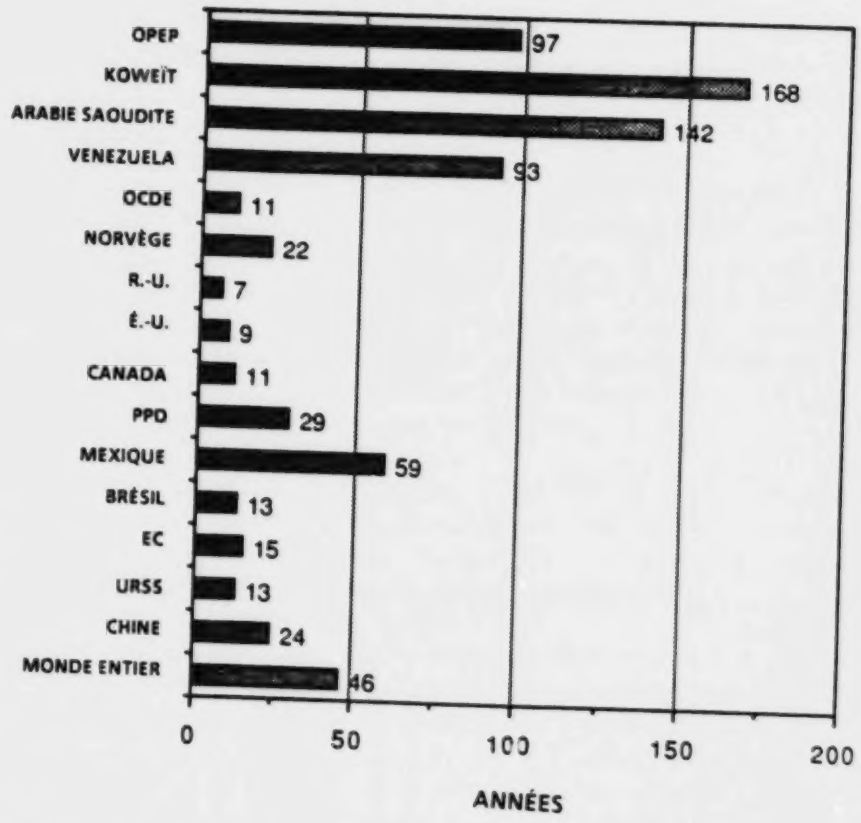
Au sein de l'OPEP, l'Arabie saoudite, le Koweït, l'Iran et l'Irak dominent nettement. On estime que ces quatres pays possèdent 55 p. 100 des réserves mondiales de brut conventionnel et 71 p. 100 des réserves de l'OPEP. Parmi les pays producteurs non membres de l'OPEP, l'Union soviétique et le Mexique se classent respectivement premier et second; ils détiennent 11,5 p. 100 des réserves mondiales de brut et 49 p. 100 des réserves de ce groupe de pays.

Il n'existe pas de correspondance entre la répartition mondiale des réserves de pétrole et la répartition de la production de pétrole brut. Certains pays – notamment l'URSS, les États-Unis, le Royaume-Uni et le Canada – puisent beaucoup dans leurs réserves par rapport à d'autres – comme le Koweït, l'Arabie saoudite, l'Irak et le Mexique – qui les exploitent relativement peu. Le rapport des réserves établies à la fin de l'année et de la production au cours de l'année est appelé le rapport réserves/production (rapport R/P); il donne une idée de la durée des réserves actuelles. Ainsi, les réserves établies de pétrole brut à la fin de l'année 1989 s'élevait à 25,86 milliards de barils aux États-Unis et la production cette année-là a été en moyenne de 7,68 millions de barils par jour. Ainsi, le rapport R/D pour les États-Unis à la fin de l'année 1989 s'élevait à 25,86 milliards ÷ (7,68 millions x 365 jours) = 9.2/1 (on n'écrit habituellement que 9,2). La figure 15 montre les rapports réserves/ production pour l'ensemble du globe, pour l'OPEP, pour l'OCDE, pour les PPD, pour les EC, et pour divers producteurs importants au sein de chacun de ces groupes.

La figure 15 confirme que l'OPEP sous-exploite actuellement ses réserves par rapport au reste du monde. En tant que groupe, l'OPEP avait un rapport réserves/production de 73 à la fin de l'année 1986, tandis que ce rapport s'élevait à 10 pour les pays de l'OCDE et à 14 pour les EC. Les PPD, avec le Mexique à leur tête, occupent une position intermédiaire puisque leur rapport R/P se situe à 30. Les deux principaux producteurs mondiaux – l'Union soviétique et les États-Unis – ont respectivement des ratios R/P de 13 et 8. L'Arabie saoudite, le troisième producteur en importance, a un rapport R/P de 97.

À la suite de cette analyse, on ne peut tirer d'autres conclusions que la suivante: avec le temps, la production mondiale de pétrole se concentrera de nouveau dans les pays de l'OPEP en général, et dans le Moyen-Orient en particulier.

Figure 15: Rapports réserves/production à la fin de l'année 1989 pour le pétrole brut conventionnel



Source: "OPEC's Reserves Share Up in Turbulent '80s", *Oil & Gas Journal*, le 25 décembre 1989, pp. 44-45.

B. Avenir énergétique des États-Unis

Les États-Unis sont les plus grands consommateurs d'énergie au monde. Avant 1970, il y avait presque équilibre entre la production et la consommation intérieures d'énergie. Depuis 1970, année où la production pétrolière américaine a plafonné, l'écart s'est creusé entre la demande et l'offre. En 1988, les États-Unis consommaient plus de 80 000 billions (80×10^{15}) de Btu (British thermal units) d'énergie – un sommet dans l'histoire américaine et 1,5 p. 100 de plus que le sommet

précédent, établi en 1979.

Aux États-Unis, la consommation d'énergie est répartie à peu près également entre les trois secteurs énergivores de l'économie: l'industrie, les transports et les secteurs résidentiel et commercial combinés. En 1988, l'électricité produite, transportée et distribuée pour diverses utilisations finales répondaient à environ 35 p. 100 des besoins en énergie primaire. Les produits pétroliers satisfaisaient à 97 p. 100 de la demande d'énergie dans le secteur des transports, secteur dont la consommation représentait en 1988 plus de 60 p. 100 de la consommation totale de pétrole aux États-Unis.

Le pétrole, y compris les liquides de gaz naturel, est le premier produit énergétique utilisé dans l'économie américaine; il comble actuellement environ 43 p. 100 de la demande américaine d'énergie primaire. Bien que les États-Unis soient le deuxième producteur de pétrole au monde, après l'Union soviétique, la production intérieure diminue lentement. Cette diminution s'est poursuivie en 1989, la production ayant baissé à un niveau moyen de 9,2 millions de barils par jour, la plus faible production depuis 25 ans. En 1989, la demande de pétrole intérieure s'élevait en moyenne à 17,2 millions de barils par jour, ce qui, tout en étant plus faible que la demande record de 18,8 millions de barils par jour en 1978, représente tout de même environ huit millions de barils par jour de plus que la production. En 1989, le pétrole importé comptait en moyenne pour 41 p. 100 de l'utilisation intérieure; les importations des derniers mois se sont élevées à plus de 50 p. 100 de la demande intérieure. En 1989, le coût du pétrole importé était de 49 milliards de dollars US, soit environ 45 p. 100 du déficit commercial américain, qui se chiffre à 109 milliards de dollars US.

Le gaz naturel fournit près du quart de l'énergie utilisée aux États-Unis aujourd'hui. Ce combustible est surtout important dans le secteur résidentiel, où il satisfait à près de la moitié de la demande finale d'énergie. En 1988, il s'est vendu aux États-Unis 18 billions de pieds cubes de gaz naturel américain, auxquels se sont ajoutés plus de 1,2 billions de pieds cubes de gaz importé du Canada. Quoiqu'il y ait eu un excédent de gaz aux États-Unis pendant un certain nombre d'années, cet excédent de gaz disponible est maintenant à peu près résorbé. Aujourd'hui, les importations en provenance du Canada satisfont à environ 7 p.100 de la demande américaine de gaz et cette proportion devrait augmenter au cours des années 1990.

Les réserves prouvées de gaz naturel américain sont environ dix fois plus importantes que la production annuelle actuelle et les estimations des réserves de gaz non encore découvertes sont encourageantes, mais il n'est pas encore certain que la production intérieure pourra satisfaire à la demande intérieure croissante. Les avantages du gaz naturel sur le plan de l'environnement, comparativement aux autres combustibles fossiles, renforcent la demande. Cela est vrai surtout des nouvelles installations de production d'électricité; les préoccupations sur le plan juridique et environnemental encouragent la construction d'unités de coproduction alimentées au gaz, plutôt que de grandes centrales alimentée au charbon et au nucléaire.

Le charbon est le combustible fossile le plus abondant aux États-Unis. Plus du quart des réserves mondiales connues se trouvent sur le territoire américain; le charbon représente 90 p. 100 de toutes les ressources connues en combustibles fossiles aux États-Unis. En 1989, 975 millions de tonnes de charbon ont été extraites pour la consommation intérieure et l'exportation. Aux États-Unis, 86 p. 100 du charbon consommé sert à la production d'électricité et fournit environ 55 p. 100 de l'énergie électrique du pays. Toutefois, les craintes du public sur les répercussions environnementales de l'utilisation du charbon et les coûts croissants pour établir des normes plus sévères nuisent aux perspectives d'avenir du charbon aux États-Unis.

L'hydro-électricité représente environ 10 p. 100 de l'électricité produite aux États-Unis. Physiquement, le potentiel d'augmentation de la production d'hydro-électricité est très grand, mais il y a de nombreux obstacles environnementaux, statutaires et réglementaires. Étant donné ces contraintes, de nombeux observateurs du secteur énergétique considèrent que, dans la meilleure des hypothèses, l'hydro-électricité maintiendra sa part actuelle de la production d'énergie aux États-Unis.

En 1989, 110 groupes de production d'électricité nucléaire fournissaient environ 20 p. 100 de toute l'électricité produite aux États-Unis, le nucléaire n'étant surpassé que par le charbon comme source d'énergie intérieure. Toutefois, au cours des dernières années, la controverse sur l'utilisation du nucléaire comme source d'électricité sûre et économique a augmenté. L'accident à l'unité 2 de la centrale de Three Mile Island, en Pennsylvanie, puis la catastrophe de Tchernobyl, en Ukraine, ont accru les craintes du public. Depuis le début des années 70, plus de 100 projets de centrales nucléaires ont été soit annulés, soit remis indéfiniment. Seules trois unités sont encore en construction, et il n'y a aucune nouvelle commande de réacteur. La croissance de l'industrie nucléaire aux États-Unis est pratiquement nulle.

Les craintes du public concernent essentiellement l'élimination sûre et permanente des déchets très radioactifs. Sensible à l'humeur publique, le gouvernement américain a choisi un emplacement précis à Yucca Mountain, au Nevada, pour la première installation d'évacuation des déchets radioactifs du pays. Si les études du site indiquent que Yucca Mountain est un emplacement convenable, le ministère de l'Énergie des États-Unis recommandera au Président qu'on y construise un dépôt de déchets radioactifs.

À côté des formes d'énergie dites classiques – pétrole brut, gaz naturel, charbon, hydro-électricité et électricité nucléaire – il serait possible d'utiliser beaucoup plus les ressources renouvelables. Mise à part l'hydro-électricité, les trois principales sources d'énergie renouvelable sont l'énergie solaire (y compris le rayonnement solaire direct, la biomasse, l'énergie éolienne, les courants marins et l'énergie des vagues), l'énergie géothermique et l'énergie marémotrice. Les États-Unis avaient lancé auparavant un vaste et énergique programme de R-D en matière d'utilisation des sources d'énergie renouvelabes, mais cette activité a été largement réduite pendant la présidence de M. Reagan. Il faudra quelques années avant de remettre sur pied un vigoureux programme de R-D en matière d'énergie renouvelable.

La fusion nucléaire constitue une option énergétique à long terme. Contrairement à la fission où l'énergie est produite par la séparation des atomes lourds, le processus de fusion dégage de l'énergie lorsque des atomes légers se combinent pour former des éléments plus lourds. La fusion fournit aux étoiles leur énergie, et les réacteurs à fusion artificiels doivent recréer des conditions extrêmes pour imiter ce processus. La fusion sous contrôle n'a pas encore permis de produire de l'énergie nette; l'on ne sait donc pas ce que coûterait la production d'électricité par un processus de fusion. Il y a encore de nombreux obstacles techniques à surmonter avant de pouvoir commercialiser de l'énergie produite par fusion et le coût de mise en valeur de cette source d'énergie est extrêmement élevé. Il en coûte tellement cher d'essayer d'exploiter l'énergie produite par la fusion que les travaux se font surtout dans le cadre de programmes internationaux. Même les observateurs les plus optimistes croient qu'il faudra attendre encore au moins 25 ans avant la construction d'un réacteur à fusion commercial.

Comme la situation énergétique des États-Unis va en empirant et que ce pays doit consommer de plus en plus de pétrole importé, le Président Bush a demandé le 26 juillet 1989, au Secrétaire à l'énergie, d'élaborer une stratégie nationale globale dans le domaine de l'énergie. Ainsi, le ministère a tenu 15 audiences publiques un peu partout au pays et a entendu les témoignages de plus de 375 intervenants. Plus de 1 000 mémoires sont venus en outre d'administrations locales ou d'État, d'organisations de consommateurs, d'entreprises, de représentants de l'industrie et de citoyens. La première étape de ce processus de consultation a été la publication d'un rapport intérimaire, où sont compilés les commentaires qui ont été formulés. La dernière étape sera l'esquise d'une stratégie nationale dans le domaine de l'énergie, qui doit être soumise au Président Bush en décembre 1990.

Cette stratégie utilisera l'année 1990 comme année de référence et contiendra des recommandations à court, à moyen et à long terme portant jusqu'à l'année 2030. Il faut signaler que le rapport intérimaire souligne la nécessité d'examiner les perspectives énergétiques des États-Unis dans le "cadre d'une statégie globale". Sinon, "les tactiques basées sur des méthodes fragmentaires causant le désaccord, visant à promouvoir une option ou à en bloquer une autre, deviendront de plus en plus chose courante".

> Poussé à l'exrême, ce mode de gestion de nos affaires énergétiques, stratégiques, économiques et environnementales menace d'entraîner la paralysie du pays. Nos politiques seront le fruit du hasard plutôt que de décisions réfléchies. Les divers coûts et avantages ne seront pas convenablement évalués ou équilibrés, ce qui empêchera notre pays de concurrencer les autres et risquera de compromettre notre niveau de vie futur.
>
> Pour que les États-Unis abordent le 21e siècle d'un bon pied, nous devons nous engager résolument à accroître les communications, à élargir les perspectives, à mieux comprendre les enjeux et à faire face derechef aux problèmes les plus complexes avec toute la vigueur et

l'imagination nécessaires. Ainsi une stratégie nationale intégrée dans le domaine de l'énergie, élaborée de concert avec le peuple américain, pourrait constituer un instrument de concertation pour atteindre ces objectifs.
(U.S., DOE, 1990, p. 3)

Le Rapport intérimaire traitait principalement de quatre thèmes qui ont ressorti lors des audiences publiques: (1) accroître le rendement énergétique; (2) s'assurer d'approvisionnements en énergie pour l'avenir; (3) respecter l'environnement; et (4) renforcer les fondements du circuit énergétique en réalisant des travaux de recherche-développement de base, en informant davantage les divers intervenants et en procédant à des transferts de technologie.

Cette stratégie constitue une entreprise ambitieuse en vue de formuler un plan cohérent pour les États-Unis dans le secteur de l'énergie. Il reste maintenant à voir jusqu'à quel point cette entreprise sera couronnée de succès étant donné les intérêts qui s'opposent – intérêts des producteurs et des consommateurs – et les opinions très divergentes qui semblent exister sur le contenu éventuel de la politique énergétique. Il reste aussi à voir quelle incidence la nouvelle stratégie américaine aura sur le Canada, vu les liens étroits qui unissent nos deux pays avec l'Accord de libre-échange.

Chapitre quatre

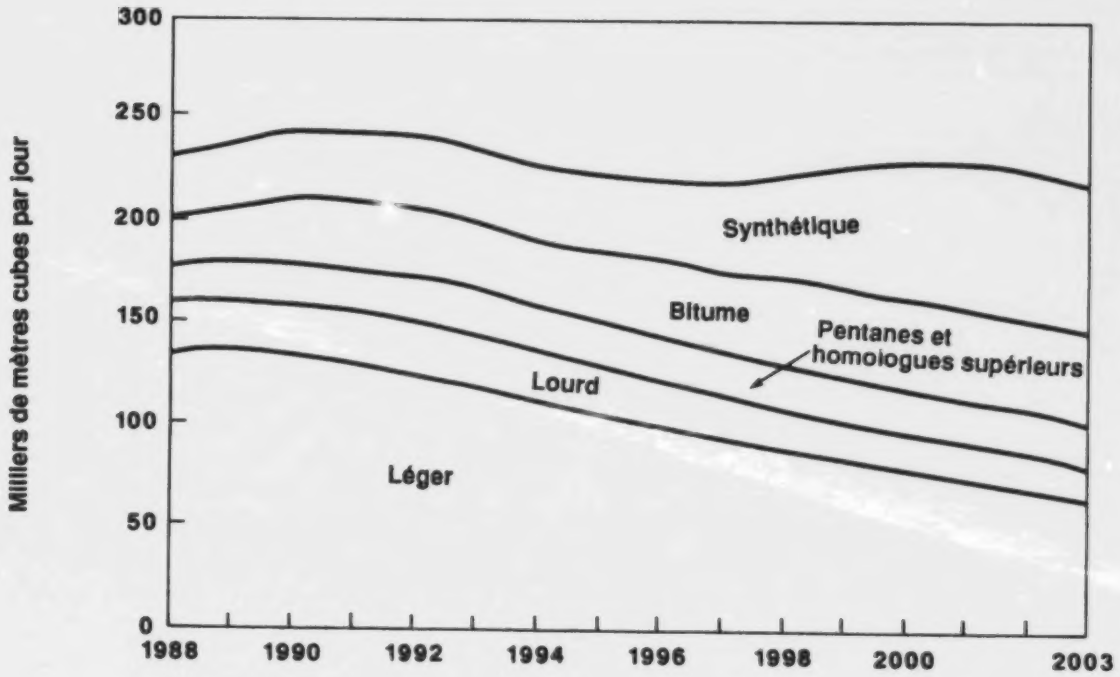
Politiques de l'État

A. Sécurité des approvisionnements énergétiques

Le Canada a la chance de pouvoir compter sur un large éventail de sources d'énergie conventionnelle et renouvelable pour combler ses besoins énergétiques. Néanmoins, le pétrole demeure le produit énergétique le plus important du Canada et le demeurera pendant encore un certain nombre d'années. Si les ressources pétrolières du Canada sont considérables, la grande majorité sont sous forme de bitume contenu dans les sables bitumineux de l'Ouest canadien. Le bitume est coûteux à extraire et à transformer en produits pétroliers utilisables. Le fait qu'on mette en vente des parties assez considérables des deux usines intégrées d'exploitation des sables bitumineux du Canada, c'est-à-dire celles de Suncor et de Syncrude, montre bien à quel point il est difficile de réaliser des profits suffisants aujourd'hui en exploitant des hydrocarbures lourds sur le marché.

La production de pétrole léger conventionnel est en baisse dans l'Ouest canadien. Selon les prévisions de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques de l'Alberta, la production de brut léger conventionnel devrait passer de 138 000 mètre cubes par jour en 1988 à 70 000 mètres cubes par jour ou moins en 2003, dernière année visée par les études. La Commission s'attend toutefois à ce que la production pétrolière totale de l'Alberta demeure relativement constante au cours de cette période, la production de brut synthétique et de bitume non valorisé augmentant afin de compenser la baisse de la production de brut léger. Cette prévision suppose que les prix du pétrole augmenteront (ce qui sous-entend que les pays de l'OPEP feront preuve de suffisamment de discipline pour limiter la production), que la demande intérieure américaine continuera à augmenter par rapport à la production pétrolière intérieure, et que les nouvelles sources d'énergie diminueront peu le rôle exercé par le pétrole dans la consommation énergétique canadienne. Un retour aux faibles prix de 1986 aurait pour effet de réduire plus qu'on l'a prévu la quantité de pétrole disponible au Canada, puisque ce facteur empêcherait la mise en valeur des ressources pétrolières, qui exigent des investissements majeurs. D'un autre côté, des prix plus élevés que prévu par la Commission favoriseraient l'exploitation de nouvelles sources d'approvisionnement nécessitant elles aussi des investissements plus importants. La figure 16 illustre ce qui arriverait dans le cas de prix intermédiaires ("Scénario de référence 2"), ce qui suppose une augmentation réelle moyenne du prix du brut de 3 p. 100 par année jusqu'en l'an 2003.

Figure 16: Production totale de pétrole brut et de produits équivalents de l'Alberta, 1988-2003, scénario de référence 2

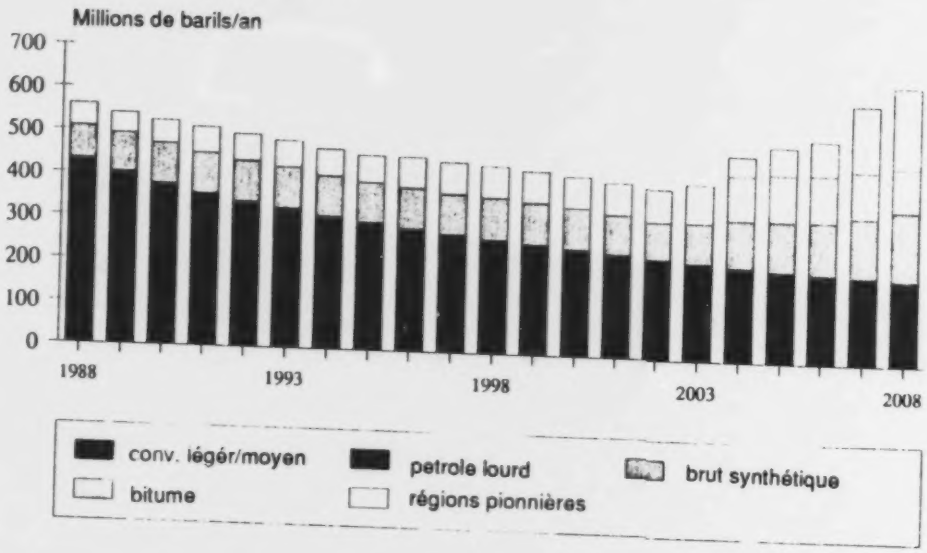


Source: Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta Oil Supply, 1988-2003*, Rapport 8-E, décembre 1988, p. 53.

Le Canadian Energy Research Institute (CERI) a prédit ce qu'il adviendrait de l'offre et de la demande de pétrole brut canadien jusqu'en l'an 2008, à l'aide d'un scénario de référence, d'un scénario de prix élevés et d'un scénario de prix bas. La pénurie intérieure de brut léger persisterait jusqu'à la fin de la période étudiée dans les scénarios de référence et de prix bas. Dans le scénario de prix élevés, la production canadienne de brut léger excède la demande intérieure à la fin de la période de prévision. Pour ce qui est de la situation globale de l'offre et de la demande, l'analyse du CERI indique que le Canada pourrait de nouveau devenir un importateur net de pétrole au milieu des années 1990. Après l'an 2000, cette analyse indique qu'il est très possible que le Canada devienne un importateur net de pétrole.

La figure 17 montre les prévisions de la production pour l'ensemble du Canada, établies à l'aide du scénario de référence du CERI et des prix intermédiaires. Le CERI semble plus optimiste que la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques au sujet du taux de mise en valeur du brut synthétique dans l'Ouest canadien.

Figure 17: Projection du CERI de la production pétrolière canadienne à l'aide du "scénario de base", 1988-2008



Source: Tanner, James N. et Anthony E. Reinsch, *Canadian Crude Oil: Supply/Demand Balances*, Étude no. 31, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Août 1989, p. 74.

La situation de l'offre et de la demande de pétrole au Canada est beaucoup moins équilibrée que ne le laissent entendre les statistiques nationales. À la suite de l'embargo sur le pétrole décrété par les pays arabes et de la flambée des prix qui s'ensuivit, le gouvernement libéral précédent a prolongé l'oléoduc interprovincial de Sarnia, en Ontario, jusqu'à Montréal, et a subventionné le transport du pétrole canadien de l'Ouest sur le marché du Québec. Lorsque le nouveau gouvernement a procédé à la déréglementation de ce secteur et a mis fin aux subventions au transport, le pétrole de l'Ouest canadien a recommencé à être exporté en grandes quantités vers les États-Unis. Comme c'était le cas dans les années 1960 et 1970, les provinces de l'Atlantique et le Québec sont une fois de plus devenues dépendantes du pétrole importé pour combler une proportion importante de leurs besoins énergétiques. L'Est du Canada est moins vulnérable aujourd'hui à une interruption de l'approvisionne-

ment international en pétrole qui serait décidée par l'OPEP, puisqu'il se procure la majeure partie de son pétrole brut dans la région de la Mer du Nord. Toutefois, la production du R.-U. en Mer du Nord semble avoir plafonné et la production de la Norvège plafonnera probablement elle aussi dans les années 1990. Au fur et à mesure que la production de pétrole des pays non membres de l'OPEP diminuera dans les décennies à venir, l'Est du Canada sera de nouveau forcé de se tourner vers l'OPEP pour combler la majorité de ses besoins pétroliers.

Dans le cas du gaz naturel, le Canada dispose d'importantes réserves – environ 100 billions de pieds cubes – mais à peu près le quart de ce gaz se trouve dans les régions pionnières du Canada, qui ne sont pas reliées aux marchés du Sud.

Au cours des deux dernières années, les exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont augmenté très fortement, en partie en raison des préoccupations de plus en plus grandes du public concernant l'effet sur l'environnement des projets de mise en valeur des ressources énergétiques, ce qui a rendu la tâche beaucoup plus difficile aux services publics américains qui souhaitaient construire d'importantes centrales au charbon. La majeure partie des nouvelles quantités de gaz exportées chez nos voisins du Sud est achetée dans le cadre de contrats à long terme visant à approvisionner de nouvelles installations de cogénération alimentée au gaz. La vitesse à laquelle les réserves de gaz naturel inexploitées qui restent dans l'Ouest canadien sont attribuées aux marchés d'exportation, dans le cadre de contrats à long terme, constitue une source de préoccupation pour le présent Comité; celui-ci avait d'ailleurs mentionné ce problème dans un rapport sur la déréglementation du marché du gaz naturel qu'il a publié en 1988. Étant donné que le Canada ne peut habituellement pas limiter les exportations de gaz naturel vers les États-Unis sans limiter de façon proportionnelle ses propres marchés, le Comité a recommandé, dans son rapport de 1988, que les clients du marché captif soient tenus de signer des contrats d'une durée minimale de dix ans pour combler leurs besoins en gaz. Le gouvernement n'a pas donné suite à cette recommandation.

Les problèmes d'approvisionnement en énergie que pourrait connaître le Canada ne sont pas attribuables – ou ne devraient pas être attribués – aux déficiences de nos réserves énergétiques. Si de telles difficultés devaient un jour se poser, le Comité croit qu'elles seraient plutôt dues à une mauvaise gestion des ressources énergétiques de notre pays et au fait que nous n'avons pas adopté une perspective à long terme pour juger de l'importance de l'énergie pour le bien-être économique, social et environnemental du Canada. Si l'on ne devait tenir compte que du coût d'établissement de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie, le Canada pourrait alors être forcé d'importer de plus grandes quantités de pétrole étranger à bas prix et de ne pas exploiter les ressources des régions pionnières, les dépôts de sables bitumineux et les sources d'énergie renouvelable qui nécessitent tous des investissements plus importants, ce qui réduirait notre autonomie énergétique à court terme. Cette perspective doit être examinée de concert avec les effets de l'accroissement des coûts économiques que pourrait entraîner la promotion de certains types d'aménagement énergétique ici au pays.

B. Canadianisation du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a fouillé l'histoire récente de la participation et du contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière canadienne. Cet historique est résumé aux figures 18 et 19. (Les définitions de "participation" et "contrôle" selon l'ASSP se trouvent à l'annexe C du présent rapport.)

La figure 18 illustre l'évolution de la participation et du contrôle canadiens depuis 1980 dans l'industrie pétrolière (recettes d'aval et d'amont). La figure 19 présente des données sur la participation et le contrôle en fonction des seules recettes d'amont. Les valeurs s'appliquent à la fin de l'exercice et portent sur les neufs années écoulées entre 1980 et 1988.

Dans les deux cas, soit l'ensemble de l'industrie et la partie amont, la participation et le contrôle canadiens ont augmenté entre 1980 et 1985. Depuis 1985, on assiste à une baisse substantielle, tant dans le secteur d'amont que dans l'ensemble de l'industrie, bien que les tendances soient moins homogènes pour l'ensemble de l'industrie.

Selon l'ASSP, trois événements survenus en 1988 expliquent en majeure partie l'évolution de la participation et du contrôle canadiens: la prise de contrôle de Dome Petroleum par Amoco Canada, l'achat partiel de Bow Volley Industries par British Gas et la prise de contrôle de l'Énergie Canterra Ltée par Husky Oil. Ces prises de contrôle étrangères sont compensées en partie par deux facteurs dégagés par l'ASSP: (1) les recettes des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 14 p. 100, tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien diminuaient de 9 p. 100, ce qui a eu un effet positif sur le niveau de contrôle canadien; (2) il y a eu participation accrue des investisseurs canadiens aux sociétés sous contrôle étranger qui sont intégrées et inscrites en bourse, ce qui a eu un effet positif sur le taux de participation canadienne.

La figure 18 révèle que le contrôle canadien des recettes d'amont et d'aval a chuté de 2,4 p. 100 en 1988 pour atteindre 35 p. 100, tandis que la participation canadienne passait à 44.3 p. 100, soit une augmentation de 0.5 p. 100. L'augmentation de la participation canadienne "... découlait en grande partie du fait "qu'une société sous contrôle étranger s'est départie de son intérêt minoritaire dans une grande société canadienne qui avait des recettes en aval considérables." (Canada, ASSP, 1989, p. 37.) La diminution du contrôle canadien était le résultat de prises de contrôle étrangères.

L'ASSP attribue à deux facteurs le fait que le contrôle canadien ait diminué plus que la participation canadienne en 1988 (voir figure 19): (1) il y avait assez peu de capitaux canadiens en jeu dans la prise de contrôle d'une grande entreprise sous contrôle canadien et (2) les prises de contrôle de deux autres sociétés était partielle et influençaient moins le niveau de participation que le contrôle.

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier a été créée en 1980; c'est une agence indépendante dont le président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Les buts de l'ASSP "... sont de donner au gouvernement fédéral et aux Canadiens en général des renseignements complets et objectifs sur le rendement financier de l'industrie pétrolière au Canada ainsi que d'en faire l'analyse:

(a) afin de permettre au gouvernement du Canada d'élaborer et de planifier plus efficacement ses politiques de gestion des ressources et des richesses énergétiques canadiennes, et

(b) afin de donner au gouvernement du Canada et aux Canadiens en général l'assurance que ces politiques sont observées et qu'elles sont efficaces." [Canada, ASSP, 1989, p. 97]

L'ASSP présente ses conclusions dans des rapports annuels et semestriels. Chaque société qui s'occupe d'exploration, de mise en valeur, de raffinage et de commercialisation du pétrole et du gaz, et dont les revenus ou les actifs annuels bruts consolidés dépassent 10 millions de dollars, doit présenter deux fois par année un ensemble de renseignements à l'ASSP.

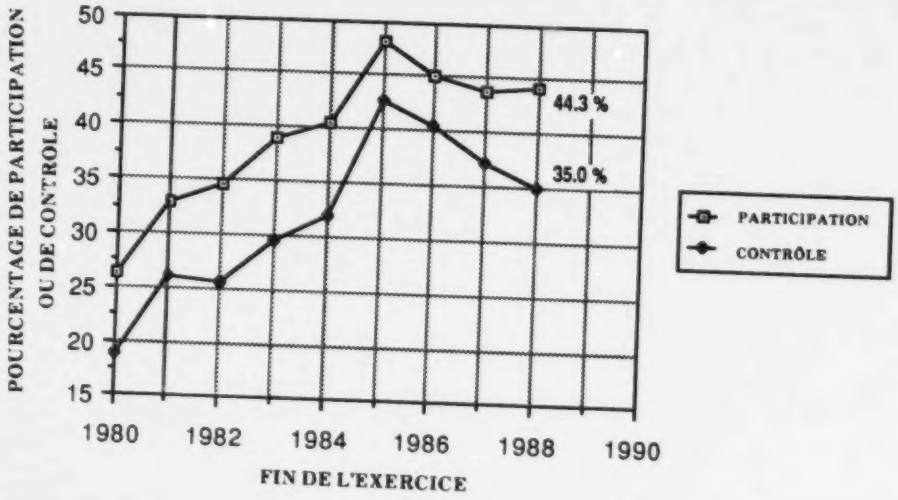
Pour 1988, l'ASSP déclare que les recettes brutes de l'industrie pétrolière, d'après les déclarations présentées par 127 entreprises, rendent compte de 89 p. 100 du total des recettes du secteur d'amont de l'industrie selon Statistique Canada. Les 11 p. 100 restants proviennent d'entreprises dont les recettes ou les actifs sont inférieurs au seuil de déclaration de l'Agence. En 1988, les autres indicateurs de rendement étaient couverts dans les proportions suivantes: (1) recettes de production d'amont - 89 p. 100; (2) dépenses d'amont au Canada - 89 p. 100 (3) volumes de production de pétrole brut et de gaz liquide - 87 p. 100; (4) volumes de production de gaz naturel commercialisable - 92 p. 100 et (5) volumes des ventes de produits raffinés – 97 p. 100.

C. Rationalisation de l'industrie pétrolière canadienne

La structure de l'industrie pétrolière canadienne a subi des changements majeurs à la suite de l'embargo arabe sur le pétrole et des deux flambées des prix. Les provinces atlantiques et le Québec, qui dépendaient fortement du pétrole brut pour leurs approvisionnements énergétiques primaires, se sont efforcés de réduire l'importance du pétrole dans l'ensemble de leur bilan énergétique. Le Québec s'est tourné vers l'électricité et le gaz naturel pour remplacer le pétrole, tandis que les provinces atlantiques s'intéressaient à leurs propres ressources de charbon. Malgré ces efforts, ces deux régions importent toujours des quantités substantielles de pétrole brut étranger, particulièrement de la Mer du Nord.

Un des changements structuraux les plus spectaculaires a eu lieu dans le secteur du raffinage, à la suite de la fermeture de raffineries au Québec. Au moment de la création de Petro-Canada, cette province comptait sept raffineries; aujourd'hui, seulement trois. La figure 20 illustre l'évolution de la capacité totale de raffinage du Canada par rapport à la croissance de la capacité de raffinage de Petro-Canada.

Figure 18: Participation et contrôle canadiens de l'industrie pétrolière, recette d'amont et d'aval

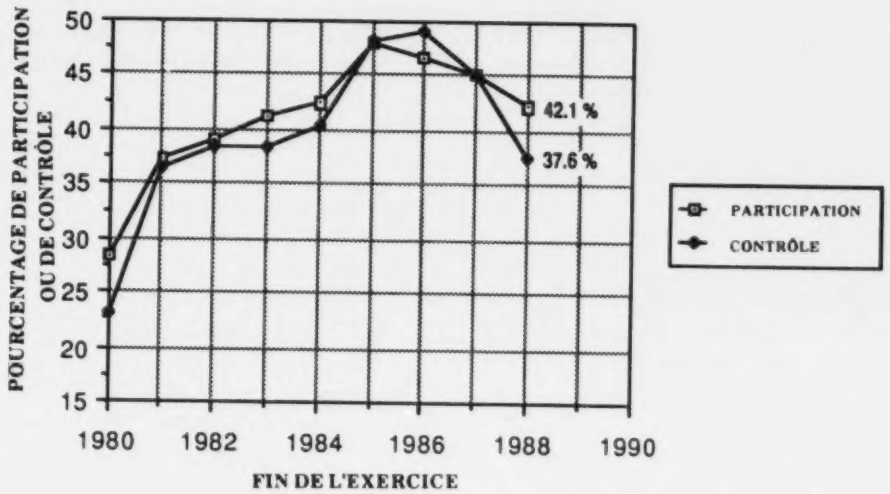


Source: Canada, Agence de surveillance du secteur pétrolier, *L'industrie canadienne du pétrole - Examen de l'activité de 1988*, Direction des communications, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, juillet 1989, p. 35.

Petro-Canada se retrouve dans une situation comparable en ce qui concerne sa part du marché de détail intérieur. À la demande du Comité, Petro-Canada nous a transmis des données sur la part de marché qu'elle détenait dans chaque province en juin 1989 (voir le tableau 8).

En juin 1989, Petro-Canada posédait 3 396 points de vente au détail un peu partout au pays, dont 1 258 dans l'Ouest canadien, 1 226 en Ontario et 912 dans l'Est du Canada. Seulement 165 de ces points de vente au détail appartenaient à la société et étaient exploités par celle-ci. En outre, 649 autres points de vente au détail étaient exploités par des représentants travaillant à la commission, 876 par des détenteurs de bail et 1706 par des vendeurs indépendants (communication personnelle avec Petro-Canada, le 10 janvier 1990).

Figure 19: Participation et contrôle canadiens de l'industrie pétrolière, recette d'amont uniquement



Source: Canada, Agence de surveillance du secteur pétrolier, *L'Industrie canadienne du pétrole - Examen de l'activité de 1988*, Direction des communications, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Ottawa, juillet 1989, p. 35.

D. Liens avec le gouvernement fédéral

Petro-Canada est une société d'État au sens de la *Loi sur la gestion des finances publiques*. Ses actions sont détenues par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources en fiducie pour le Canada et ne sont pas transférables. La société est un agent du Canada et toutes ses propriétés appartiennent au pays.

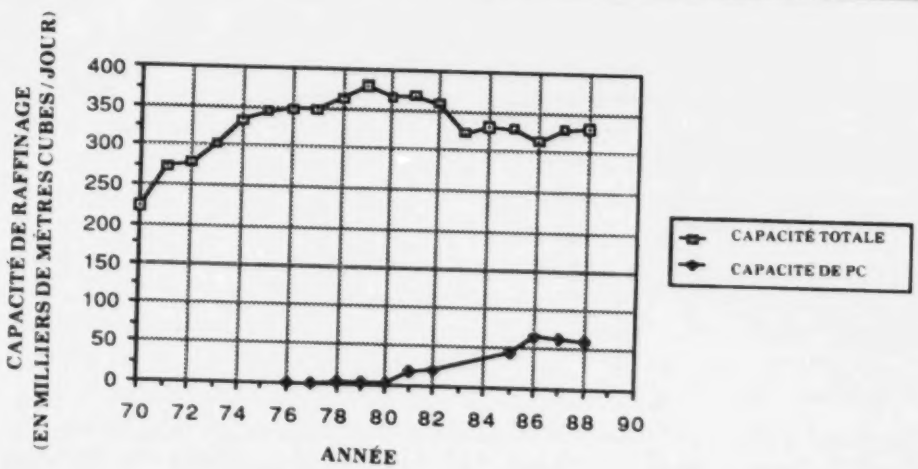
La *Loi sur la gestion des finances publiques* prévoit que les sociétés d'État doivent prendre certaines mesures de contrôle et rendre des comptes. Ainsi, la société Petro-Canada est tenue de faire approuver à chaque année son plan directeur et son budget d'investissements par le gouvernement fédéral, et de gérer ses opérations conformément aux directives de celui-ci. Sous réserve de la *Loi sur la gestion des finances publiques,* le conseil d'administration est responsable de la gestion des activités de la société. Le gouvernement du Canada nomme les membres du conseil d'administration, notamment le président du conseil d'administration et le chef de la direction, ainsi que les vérificateurs de la société.

Tableau 8: Parts du marché de détail détenues par Petro-Canada dans chaque province ou territoire, juin 1989

Territoires du nord-ouest	11.97 p. 100
Yukon	25.22 p. 100
Colombie Britanique	20.15 p. 100
Alberta	14.57 p. 100
Saskatchewan	17.84 p. 100
Manitoba	24.86 p. 100
Ontario	23.96 p. 100
Québec	17.30 p. 100
Nouveau Brunswick	12.40 p. 100
Nouvelle Écosse	15.00 p. 100
Ile-du-Prince-Edward	7.50 p. 100
Terre-Neuve	6.30 p. 100
Moyenne pour le Canada	**19.75 p. 100**

Source: Communication personnelle avec Petro-Canada, le 10 janvier 1990.

Figure 20: Capacité de raffinage du Canada et de Petro-Canada, 1970-1988



Source: Association pétrolière du Canada, *Statistical Handbook*, Calgary, sans date, tableau 3, section VIII; Petro-Canada, *Rapports annuels*, 1976-1988, Calgary.

> Le gouvernement du Canada, s'il est d'avis que c'est dans l'intérêt public, peut, sur recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et après consultation du conseil d'administration, transmettre une directive à Petro-Canada auxquels les membres du conseil d'administration sont tenus de se plier. Ce pouvoir a été parfois exercé afin de demander à Petro-Canada de s'engager dans certaines activités, les principales étant le projet des sables bitumineux de Syncrude, l'importation de pétrole brut du Mexique, l'établissement de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale et la construction de l'usine-pilote pour la valorisation des fuels-oils résiduaires lourds à la raffinerie de Montréal.
> (Petro-Canada, le 1er février 1990, p. 4)

> En vertu de la loi canadienne, si les actions de la société sont vendues au public, les titres d'emprunt à rembourser au moment de la vente continueraient à constituer des obligations directes et inconditionnelles du Canada et le paiement du principal et des intérêts continueraient à être la responsabilité du Conseil du Trésor du Canada.
> (*Ibid.*, p. 5)

À la fin de l'année 1988, le capital total, qui est détenu par le gouvernement du Canada, comprenait 31 883 actions ordinaires d'une valeur nominale de 100 000 $ chacune et 972 771 853 actions privilégiées d'une valeur nominale d'un dollar chacune, ce qui donne un capital-actions d'une valeur totale de 4 161 millions de dollars. Au cours de 1989, le conseil d'administration a approuvé l'adoption de la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, ce qui a permis de réduire les bénéfices non répartis, le déficit à ce chapitre s'établissant à 1 434 million de dollars au 1er janvier 1989. Le 21 février 1990, le gouverneur en conseil a approuvé le rachat pour annulation de 14 343 actions ordinaires, ce qui donne un capital-actions d'une valeur totale de 2 727 millions de dollars.

À la fin de 1988, la dette à long terme de Petro-Canada s'élevait à 1 036 millions de dollars et la dette à court terme à 974 millions de dollars (comprenant 6 millions de dollars au titre de tranche de la dette à long terme exigible à court terme). À la fin de l'année 1989, la dette à long terme de la société était passée à 1 232 millions de dollars et la dette à court terme à 716 millions de dollars (ce qui comprend encore une fois une somme de 6 millions de dollars, au titre de la tranche de la dette à long terme exigible à court terme). En janvier 1990, Petro-Canada a émis des débentures à 20 ans d'un montant de 300 millions de dollars US afin de réduire son passif à court terme.

Petro-Canada diffère des quatre autres pétrolières nationales étudiées pour ce qui est de la période pendant laquelle son chef de la direction demeure en poste. Maurice Strong, le premier président du conseil d'administration de la société, a recruté le vice-président directeur de l'époque, Wilbert Hopper, pour occuper le poste de président et chef de la direction. Lorsque M. Strong a quitté Petro-Canada en 1978, M. Hopper l'a remplacé au poste de président du conseil d'administration.

Depuis, il cumule les postes de président du conseil d'administration et de chef de la direction. En comparaison, PDVSA a eu cinq chefs de la direction depuis 1975, Statoil en a eu deux depuis 1972 et JNOC six depuis 1967. Quant à l'ENI, elle a eu 11 présidents depuis 1953.

Cette stabilité au niveau du chef de la direction de Petro-Canada contraste avec le taux de roulement observé au sein du conseil d'administration. Au cours de 14 années complètes d'exploitation, pendant lesquelles le nombre de membres du conseil d'administration de Petro-Canada est passé de 10 à 15, 41 personnes différentes ont siégé à ce conseil d'administration. M. Hopper est le seul membre du conseil original. Après l'élection de 1984, soit le 21 décembre 1984, le nouveau gouvernement a remplacé 11 des 15 membres du conseil. À l'origine, trois sous-ministres (ceux des ministères de l'Énergie, des Mines et des Ressources, des Finances, et des Affaires indiennes et du Nord) siégeaient au conseil d'administration, qui comptait alors 10 membres; aujourd'hui, le nombre des membres a augmenté de 50 p. 100, mais le conseil ne compte aucun représentant de l'administration fédérale.

Chapitre cinq

Comparaison avec quatre autres pétrolières nationales

A. Introduction

En 1970, environ 70 p. 100 du commerce pétrolier mondial était assuré par sept sociétés multinationales – Exxon (puis Esso), Royal Dutch/Shell, Mobil, Texaco, Standard Oil of California, Gulf et British Petroleum, familièrement appelées les "majors" ou "les sept soeurs". Trois pays détenaient ces sociétés qui dominaient le secteur pétrolier: les États-Unis, la Grande-Bretagne et les Pays-Bas. Une décennie plus tard, la part détenue par les multinationales avait diminué à environ 50 p. 100. Une partie de ce commerce s'était déplacée vers le marché au comptant du pétrole, en pleine expansion, et auquel participent autant les multinationales que les sociétés pétrolières nationales (SPN), mais une part plus importante était passée aux marchés desservis par les SPN des pays producteurs et consommateurs. Bien que certains pays comme la France, l'Italie et le Mexique aient une longue tradition d'intervention dans le secteur pétrolier, la création de beaucoup de SPN remonte aux années 70 (par exemple, Statoil en 1972, Petro-Canada en 1975 et Petróleos de Venezuela en 1975).

L'embargo pétrolier arabe de 1973-1974 et le choc des prix qui l'a accompagné ont forcé les pays industrialisés à reconnaître leur lien de dépendance critique pour une ressource auparavant abondante et peu coûteuse. Cela est particulièrement vrai des pays de l'Europe de l'Ouest et du Japon. Leur réaction a été double.

Tout d'abord, (traduction) " ... l'embargo a fait prendre conscience aux gouvernements européens de leur manque de connaissances en matière d'énergie. Ils ont résolu de remédier à cette situation par une participation directe plus poussée qui devait également leur permettre de mieux réagir à toute crise future" (Grayson, 1981, p. 7). Il en est résulté également la création de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en 1974 et l'adoption de dispositions concernant le partage du pétrole.

Ensuite, cette crise a poussé de nombreux pays, dont le Canada, à adopter des politiques de remplacement, à utiliser d'autres formes d'énergie, comme le gaz naturel, le charbon et l'électricité à la place du pétrole. Par exemple, le Québec a vu dans l'hydro-électricité et le gaz naturel des remplacements partiels du pétrole; la France s'est lancée dans un programme massif de centrales nucléaires afin de réduire sa dépendance à l'égard du pétrole étranger. Les États-Unis ont créé la

société Synfuels, dont le principal objectif était d'accroître la consommation de charbon. L'inquiétude touchant les approvisionnements en pétrole a aussi favorisé la conservation énergétique ainsi que le développement de sources d'énergie de rechange. À cet égard, un élément important des activités de l'AEI a été le travail coopératif en recherche et développement des énergies de remplacement.

Les sociétés pétrolières nationales caractérisent surtout l'OPEP et l'Europe occidentale. Malgré leur importance, l'expression "sociétés pétrolières nationales" demeure mal définie. Ainsi, bien que le gouvernement britannique détienne la majorité des actions de British Petroleum, l'entreprise a pu fonctionner comme une entreprise privée. Grayson (1981, p. 5) soutient que les sociétés pétrolières nationales sont "celles qui ont été utilisées à des fins nationales".

Durant l'étude du mandat et de l'exploitation de Petro-Canada, le Comité a décidé qu'il serait utile de connaître la raison d'être, la structure d'organisation et le mode d'exploitation d'autres sociétés pétrolières nationales, pour en établir les ressemblances et les différences avec la société canadienne. Il a donc étudié le rôle joué par quatre sociétés pétrolières nationales dans les affaires énergétiques et l'élaboration des politiques de leur pays: Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Japan National Oil Corportation (JNOC), Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) de Norvège et Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) d'Italie. Bien qu'aucune n'ait exactement le même mandat ou la même structure que Petro-Canada ni oeuvré dans le même contexte, les quatre SPN choisies englobent toute une gamme d'activités avec lesquelles comparer celles de Petro-Canada.

Ainsi, la société **Petróleos de Venezuela** a été formée en 1975, lorsque fut nationalisée l'industrie pétrolière vénézuelienne, pour racheter les intérêts étrangers. Depuis lors, la société a consolidé et élargie son portefeuille, et elle occupe une place de plus en plus grande sur la scène internationale. La mise au point de la technologie voulue pour exploiter ses énormes réserves de pétrole lourd et de sables pétrolifères constitue un volet important de son mandat.

La **Japan National Oil Corporation** (JNOC) a pour principal objectif d'assurer au Japon des sources fiables d'approvisionnement à long terme en pétrole. Créée en 1967 sous le nom de la Japan Petroleum Development Corporation, la JNOC collabore avec le secteur privé nippon pour trouver et mettre en valeur d'éventuelles sources d'hydrocarbures. L'aide consentie, qui cesse dès que le projet est opérationnel, prend la forme de participation au capital-actions, de garanties de prêts et d'autres mesures financières. La société veille aussi à la gestion des stocks nationaux du Japon.

La **Statoil** , créée en 1972 à la suite de la découverte d'importants gîtes de pétrole et de gaz dans la partie norvégienne de la Mer du nord, est devenue une importante société intégrée ayant des intérêts en Europe occidentale et ailleurs. C'est également la Statoil qui a fait sortir de l'ombre les industries de construction navale et d'ingénierie norvégiennes, qui figurent aujourd'hui parmi les grands concepteurs et constructeurs mondiaux des techniques et équipements en eaux froides. La Statoil finance un vaste programme de R-D.

Enfin, créé en 1953 l'important conglomérat italien **ENI**, dont le principal champ d'activité est l'énergie; en dépit d'un capital-ressources limité, cette société a étendu ses tentacules à l'intérieur comme à l'extérieur du pays. Elle a aussi servi à réaliser certains objectifs socio-économiques, et est responsable des stocks de réserves stratégiques de l'Italie. À l'instar des trois autres SPN, l'ENI met en oeuvre un impodrtant programme de recherche.

Avant d'examiner en détail les quatre SPN, toutefois, il sera utile de passer en revue les principaux intervenants de l'industrie pétrolière mondiale, afin de situer le cadre de l'analyse.

B. Les grandes sociétés pétrolières du monde

Petroleum Intelligence Weekly (PIW) a classé les cinquante premières sociétés pétrolières du monde, après avoir étudié une centaine d'entreprises du monde non communiste. Le classement relatif a été établi par l'addition des rangs des entreprises dans six domaines opérationnels: les réserves pétrolières, la production pétrolière, les réserves gazières, la production gazière, les ventes de produits et la capacité de raffinage. Les résultats sont résumés au tableau 9.

Tableau 9: Les 50 premières sociétés pétrolières en 1988, d'après un classement fondé sur six critères opérationnels

Rang			Rangs individuels					
			Réserves		Production		Capacité de raffinage	Ventes de produits
global	Société	Pays	Liquides	Gaz	Liquides	Gaz		
1	*Saudi Aramco*	*Arabie saoudite*	*1*	*2*	*1*	*6*	*9*	*7*
2	Royal Dutch/Shell¶	Pays-Bas/R.-U.	11	13	7	1	2	1
2	Exxon¶	États-Unis	12	12	6	2	1	2
4	***PDVSA***	***Venezuela***	*6*	*6*	*5*	*12*	*6*	*8*
5	*NIOC*	*Iran*	*4*	*1*	*4*	*10*	*21*	*18*
6	Chevron¶	États-Unis	16	22	13	7	3	6
6	Mobil¶	États-Unis	17	18	19	4	4	5
8	British Petroleum	Royaume-Uni	13	21	8	19	5	4
9	Texaco	États-Unis	19	25	11	8	7	3
10	*KPC*	*Kuwait*	*3*	*11*	*9*	*29*	*13*	*14*
11	Amoco	États-Unis	21	19	17	5	11	10
12	*Pemex*	*Mexique*	*7*	*8*	*3*	*46*	*8*	*12*
13	*Pertamina*	*Indonésie*	*15*	*10*	*15*	*9*	*15*	*25*
14	*Sonatrach*	*Algérie*	*10*	*5*	*10*	*3*	*34*	*33*
15	Arco	États-Unis	18	23	18	14	19	19

suite...

Tableau 9: Les 50 premières sociétés pétrolières en 1988, d'après un classement fondé sur six critères opérationnels (suite)

Rang global	Société	Pays	Rangs individuels: Réserves Liquides	Réserves Gaz	Production Liquides	Production Gaz	Capacité de raffinage	Vente de produits
16	***ENI***	***Italie***	***25***	***20***	***27***	***13***	***14***	***13***
17	*INOC*	*Iraq*	*2*	*7*	*2*	*31*	*40*	*36*
18	*Libya NOC*	*Libye*	*8*	*15*	*14*	*35*	*37*	*39*
19	*Elf Aquitaine¶*	*France*	*29*	*33*	*23*	*15*	*27*	*30*
19	Du Pont (Conoco)§¶	États-Unis	30	36	24	20	26	21
21	*Adnoc*	*EAU*	*5*	*4*	*16*	*21*	*58*	*55*
22	*NNPC*	*Nigérie*	*9*	*9*	*12*	*52*	*35*	*50*
23	*EGPC*	*Égypte*	*22*	*24*	*22*	*37*	*32*	*32*
24	Unocal	États-Unis	34	28	33	17	31	29
25	*Petrobras*	*Brésil*	*20*	*35*	*21*	...	*10*	*9*
26	USX (Marathon)§	États-Unis	35	34	36	18	24	28
27	*YPF¶*	*Argentine*	*26*	*16*	*26*	*11*	*36*	*61*
27	Phillips Petroleum¶	États-Unis	33	32	25	16	43	27
29	*Total CFP*	*France*	*47*	*76*	*31*	*24*	*12*	*11*
30	Petrofina	Belgique	46	42	43	38	22	20
31	*ONGC¶*	*Inde*	*14*	*17*	*20*	*23*	...	...
31	*OGPC¶*	*Qatar*	*23*	*3*	*30*	*30*	*65*	*71*
33	Amerada Hess	États-Unis	41	46	40	33	25	37
34	*Petronas*	*Malaisie*	*27*	*14*	*32*	*26*	*71*	*63*
35	Sun	États-Unis	62	72	39	28	18	17
36	***Petro-Canada***	***Canada***	***40***	***37***	***45***	***34***	***38***	***46***
37	*Ecopetrol*	*Colombie*	*28*	*39*	*35*	*57*	*50*	*53*
38	BHP Petroleum§	Australie	36	29	38	32	63	67
39	*Indian Oil*	*Inde*	*44*	*47*	*54*	*70*	*33*	*26*
40	***Statoil***	***Norvège***	***31***	***49***	***29***	***49***	***59***	***60***
41	*PDO (État)*	*Oman*	*24*	*31*	*28*	*64*	*64*	*68*
42	*Banoco*	*Bahrain*	*63*	*27*	*61*	*25*	*52*	*52*
43	Occidental	États-Unis	37	40	34	22	...	...
44	Oryx	États-Unis	39	44	42	27	...	...
45	Veba Oil¶	Allemagne de l'Ouest	38	52	44	66	60	43
45	*Repsol¶*	*Espagne*	*51*	*75*	*41*	*71*	*30*	*35*
47	*Petroecuador¶*	*Équateur*	*32*	*41*	*37*	*76*	*62*	*66*
47	*Norsk Hydro¶*	*Norvège*	*42*	*30*	*64*	*40*	*68*	*70*
49	*TPAO*	*Turquie*	*53*	*66*	*68*	*75*	*20*	*34*
50	Ultramar	Royaume-Uni	67	38	69	36	53	58

suite...

Tableau 9: Les 50 premières sociétés pétrolières en 1988, d'après un classement fondé sur six critères opérationnels (suite)

Nota: (a) Les sociétés indiquées en *italiques* sont des sociétés d'État. Elles sont la propriété exclusive de l'État à l'exception de l'EIF Aquitaine 9(propriété `a 60 p. 100), de Total CFP (à 40 p. 100) et de Norsk Hydro (à 51 p. 100).
(b) Les sociétés indiquées en **caractères gras** sont des sociétés pétrolières nationales étudiées dans le présent rapport.
¶ En cas d'égalité au classement global, les sociétés en cause portent le même rang.
§ Divisions énergétiques uniquement des sociétés.

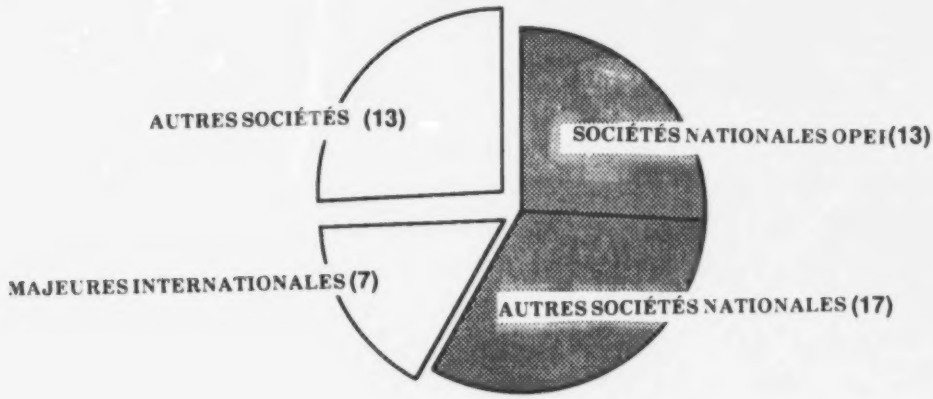
Source: "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Supplément spécial , 11 décembre 1989, p. 4.

Si Petróleos de Venezuela (4e), ENI (16e), Petro-Canada (36e), et Statoil (40e) sont membres de ce groupe, la JNOC ne l'est pas. Petro-Canada se classait en 1988 40e pour ses réserves de pétrole, 45e pour sa production de pétrole, 37e pour ses réserves de gaz, 34e pour sa production de gaz, 38e pour sa capacité de raffinage, et 46e pour la vente de produits.

PIW a également établi des classements pour 1988 selon l'actif, les recettes, le revenu net et le nombre d'employés. Bien que Petro-Canada se classe 35e en valeur d'actif, à 6 997 millions de dollars US (avant la réévaluation de son avoir en 1989) et 42e pour le nombre de ses employés (7 373), elle n'occupait que le 54e rang pour les recettes (3 901 millions de dollars US) et le 53e pour le revenu net (76 millions de dollars US). PIW fait remarquer toutefois que les rangs établis en fonction de renseignements financiers sont moins représentatifs que ceux qui se fondent sur des données d'exploitation, parce que les pratiques comptables varient énormément et, parfois, parce que PIW était incapable d'obtenir des informations concernant l'actif, les recettes et le revenu net. Bien qu'au besoin, PIW ait eu recours à des sources secondaires et à des données estimatives pour calculer les recettes des 50 sociétés, elle n'a pu fournir de données sur l'actif et le revenu de 13 d'entre elles. Par conséquent, la seule conclusion générale permise au sujet de Petro-Canada, par rapport aux autres sociétés classées, c'est que la société canadienne n'a pas, en moyenne, tiré un bon rendement de son actif.

Sur les 50 pétrolières classées par PIW, les sociétés nationales excèdent en nombre les entreprises privées puisqu'il y a 30 SPN et 21 sociétés privées. La figure 20 établit une ventilation des 50 sociétés selon deux critères: (1) le secteur public (zones ombragées) contre le secteur privé (zones claires) et (2) le secteur public dans les États membres de l'OPEP et les autres sociétés nationales, contre le secteur privé, subdivisé en majeures internationales et en d'autres sociétés pétrolières commerciales.

Figure 21: Composition des 50 premières sociétés pétrolières

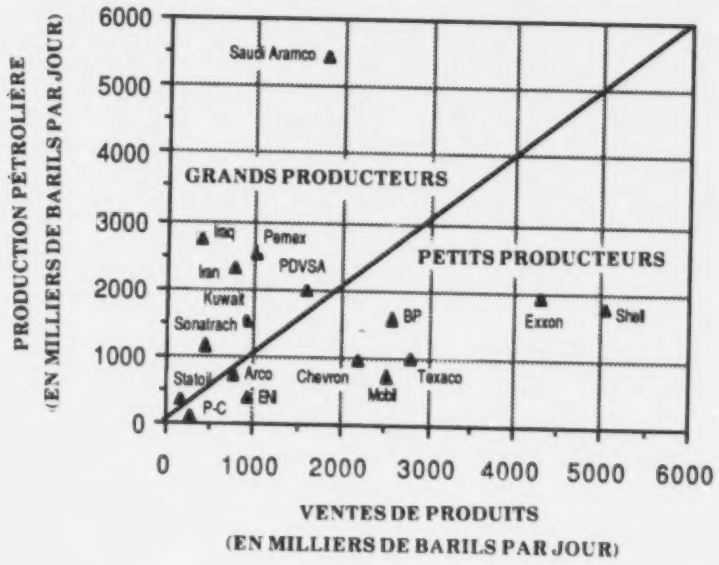


Source: "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 décembre1989, p. 8.

L'analyse du PIW fait en outre ressortir une division fondamentale au sein de l'industrie pétrolière internationale. Presque toutes les sociétés sont écartées de la catégorie "totalement intégrée", que PIW définit comme étant un équilibre entre les secteurs en amont et en aval, c'est-à-dire que la production de pétrole est rarement en équilibre avec les ventes de produits dans les sociétés étudiées. La plupart des grandes pétrolières nationales sont axées sur la production (ce sont de grandes sociétés productrices), tandis que les majeures internationales, qui ont perdu les concessions productrices à l'étranger, s'occupent essentiellement de raffinage et de commercialisation (ce sont de petites sociétés productrices). La figure 22 donne des exemples représentatifs de ce déséquilibre.

Selon PIW, Arco est l'entreprise la plus "intégrée" ou, si l'on préfère, la mieux équilibrée de la liste. Parmi les cinq sociétés étudiées ici, Petróleos de Venezuela serait celle qui se rapproche le plus de la notion d'intégration totale de la PIW. En 1988, sa production de pétrole représentait l'équivalent de 125 p. 100 de ses ventes de produits, alors que la production de Statoil équivalait à 234 p. 100 de ses ventes de produits. Quant aux sociétés moins axées sur la production, ENI affichait une production de 41 p. 100 inférieure aux ventes de produits et Petro-Canada, de 38 p. 200 inférieure. La JNOC n'entre pas en ligne de compte ici, car elle n'a pas de composantes opérationnelles.

Figure 22: Manque d'équilibre entre la production de pétrole et les ventes de produits des pétrolières choisies



Source: "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 décembre1989, p. 1 et 4.

Étant donné le peu de production faite par les majeures, les grandes SPN des pays producteurs sont presque assurées d'avoir une influence grandissante sur le marché international durant les années 1990. Les trente sociétés nationales du tableau 9 contrôlent plus de 90 p. 100 des réserves pétrolières de toutes les grandes sociétés. Les dix plus importants propriétaires de réserves de gaz naturel à l'extérieur du bloc communiste se trouvent dans des pays membres del'OPEP, à l'exception de la société Pemex du Mexique, et ils possédaient, à la fin de 1988, plus de 70 p. 100 des réserves gazières prouvées du monde non communiste. Voici ce qu'en dit PIW :

> Essentiellement, les activités des grandes sociétés d'État sont déterminantes pour l'avenir de la production pétrolière étant donné que le rapport entre leurs réserves et leur production excède de loin celui des majeures internationales et des autres sociétés. Par exemple, presque toutes les grandes sociétés pétrolières nationales peuvent continuer de produire aux taux actuels pendant 50 à 200 ans, tandis que les majeures internationales n'ont des réserves que pour 8 à 14 ans. Et avec les programmes déjà en cours dans la plupart des pays du Golfe et qui

visent à accroître considérablement les réserves et la capacité de production, l'écart entre les grandes sociétés d'État et le reste de l'industrie devrait s'élargir encore...

Si, comme beaucoup le croient, le gaz naturel est vraiment le combustible de l'avenir, les grandes sociétés pétrolières nationales sont assurément avantagées. En effet, bien que la production soit maintenant dominée par les majeures internationales, d'autres sociétés commerciales et de petites sociétés d'État, ce sont les grandes sociétés d'État qui possèdent la plus grande partie des réserves... Les quatre principaux propriétaires de réserves gazières en dehors du monde communiste - la NIOC d'Iran, l'Aramco d'Arabie Saoudite, la QGPC du Katar et l'Adnoc d'Abu Zabi - possèdent plus de 50 p. 100 des réserves à l'extérieur des pays communistes.
(PIW, 11 décembre 1989, p. 3)

C. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)

Contexte

Le Venezuela a commencé à produire du pétrole avant la Première Guerre mondiale. En 1928, il en était devenu le deuxième principal producteur, surclassé par les États-Unis seulement, et le principal exportateur. L'exploitation du bassin du lac Maracaibo a commencé dans les années trente, et des concessions ont été accordées à des sociétés pétrolières étrangères. Jusqu'en 1935, l'État n'est pratiquement pas intervenu dans les activités de ces sociétés, mais la chute des prix du pétrole, vers le milieu des années 30, a poussé le gouvernement vénézuélien à augmenter les taux des redevances et les impôts. En 1958, le Venezuela touchait 65 p. 100 des profits.

En 1960, l'année où le Venezuela a aidé à former l'OPEP, la société d'État Corporacion Venezolana del Petróleo (CVC) était créée et obtenait le contrôle d'une partie du marché pétrolier intérieur. Plusieurs contrats de service ont par la suite été signés avec des sociétés étrangères et CVP était associée à elles. En 1971, le gouvernement étendait son contrôle sur l'industrie pétrolière avec l'adoption d'une loi portant sur le retour à l'État des hydrocarbures, qui imposait de nouvelles contraintes aux sociétés étrangères et stipulait que toutes les concessions redeviendraient la propriété de l'État à l'expiration des permis en vigueur. (É.-U., ministère de l'Énergie, 1977)

En 1974, le nouveau gouvernement vénézuélien était déterminé à profiter des politiques offensives d'établissement des prix de l'OPEP. Le 29 août 1975, il adoptait une loi réservant l'industrie pétrolière exclusivement à l'État. La nationalisation avec indemnisation est entrée en vigueur le 1er janvier 1976 et la plus importante mise en commun d'investissements américains en Amérique latine est passée sous le contrôle de l'État. Une société pétrolière nationale, Petróleos de Venezuela, S.A., était créée pour gérer les avoirs des 13 concessions étrangères nationalisées et de CVP, la

première société pétrolière nationale du pays. Après plusieurs réorganisations qui ont pris fin en 1986, les 14 premiers services ont été regroupés pour former les trois filiales entièrement intégrées de la PDVSA.

Petróleos de Venezuela est la plus importante entreprise du Tiers monde, et le bien-être économique du Venezuela dépend énormément de ses activités. En 1988, ses ventes totalisaient 9,5 milliards de dollars US et ses recettes en devises étrangères s'élevaient à 8,2 milliards de dollars US. En 1987, 58 p. 100 des recettes du Venezuela et 85 p. 100 de ses recettes en devises provenaient de l'industrie pétrolière. La PDVSA génère environ le cinquième du PNB du pays.

La société est lourdement imposée. En 1988, le taux de l'impôt sur le revenu applicable était de 67,7 p. 100 (moins le réduction maximale de 2 p. 100 du revenu imposable pour les nouveaux investissements), et un impôt de 16 2/3 p. 100 s'applique à la production d'hydrocarbures liquides. Un impôt est aussi perçu sur la valeur des exportations d'hydrocarbures; en 1988, la taxe à l'exportation était égale à 20 p. 100 du prix moyen du baril vendu.

En 1988, le revenu total de la PDVSA était de 3,61 milliards de dollars canadiens (c'est-à-dire 137,9 milliards de bolivars, aux taux de conversion de 38,2 bolivars au dollar canadien). Après déduction des coûts et dépenses de 1,12 milliard de dollars canadiens, de la taxe à l'exploitation de 0,62 milliard et de l'impôt sur le revenu de 1,48 milliard, son revenu net était de 387 millions, toujours en dollars canadiens. Son actif total, à la fin de 1988, s'élevait à 4,9 milliards de dollars canadiens et son capital-actions total, à 4,2 milliards de dollars canadiens (PDVSA, 1989, p. 58 et 59).

Mandat

Le mandat de la PDVSA est énoncé dans le décret nº 1123, daté du 30 août 1975, dont les dispositions principales sont énoncées ci-dessous:

La PDVSA **a pour mandat** de planifier, de coordonner et de superviser les activités des sociétés qu'elles possèdent et de s'assurer que leurs activités d'exploration, d'extraction, de transport, de fabrication, de raffinage, d'entreposage, de vente ainsi que toutes les autres activités pertinentes concernant le pétrole et les autres combustibles fossiles sont efficaces. Dans l'exercice de ses fonctions, la société est régie par la Loi organique de 1975 réservant au gouvernement l'industrie et le commerce des combustibles fossiles, loi qui a entraîné la nationalisation des sociétés pétrolières étrangères au Venezuela.

Le **fonds d'établissement** de la société s'élevait à 65,4 millions de dollars canadiens (2,5 milliards de bolivars). À la fin de 1988, le capital souscrit de la société était porté à 3,36 milliards de dollars canadiens. La PDVSA a aussi reçu la majeure partie des avoirs étrangers expropriés, qui ont été estimés à 5 milliards de dollars US par le ministère de l'Énergie des États-Unis.

Elle compte neuf **administrateurs**, qui sont nommés par le Président de la république, et dont un représente les employés. Le président et le vice-président sont également nommés par le président du pays, qui les choisit de préférence parmi les membres du conseil d'administation. Leur mandat est de quatre ans.

En ce qui concerne les **questions d'ordre financier** de la PDVSA, le conseil d'administration est chargé d'examiner, d'approuver et de coordonner les budgets d'investissement et de fonctionnement des sociétés et des filiales. Il présente le rapport annuel des activités, le bilan de l'état des profits et pertes à l'assemblée générale des actionnaires. Il planifie les activités de la société et évalue les résultats de ses décisions. Le contrôleur principal (et son substitut) est nommé à l'assemblée annuelle des actionnaires pour un an, et son mandat peut être prolongé. Ses attributions sont celles énoncées dans le Code des affaires du Venezuela.

Liens avec le gouvernement vénézuélien

Le gouvernement vénézuélien, seul actionnaire de la société, est responsable de sa direction générale et de sa gestion. Les réunions de la société sont présidées par le ministre des Mines et des Combustibles fossiles (maintenant le ministre de l'Énergie et des Mines). Le gouvernement y est aussi représenté par d'autres ministres désignés par le président du Venezuela. La société est liée par les décisions prises au cours de ces réunions.

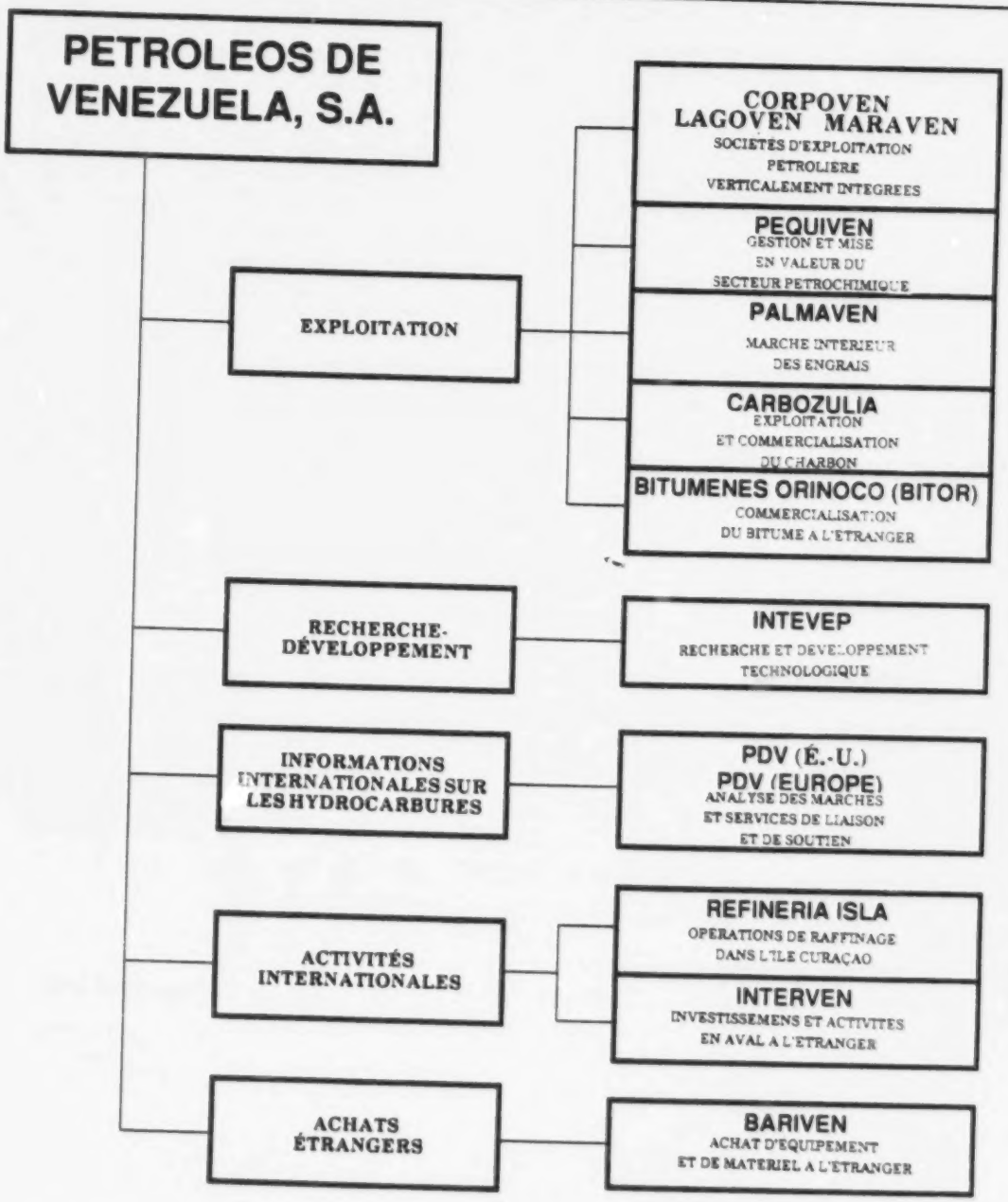
La politique sur le pétrole est dictée par le ministre et interprétée par la PDVSA dans le cadre de discussions. La société assure la planification générale de l'entreprise et doit approuver le budget de chaque filiale avant de le soumettre à l'approbation du gouvernement. Bien qu'elle soit une société d'État, la PDVSA est une entreprise commerciale et non sociale.

Organisation

La PDVSA, la société de portefeuille de l'industrie pétrolière du Venezuela, comprend 13 filiales, regroupées en fonction des cinq activités qui apparaissent à la figure 23. La PDVSA et ses filiales forment une grande société entièrement intégrée dans le domaine énergétique: pétrole, gaz naturel, produits pétrochimiques, bitume et charbon.

Trois sociétés pétrolières entièrement intégrées – **Corpoven, Lagoven** et **Maraven** – s'occupent de l'exploration, de la production, du raffinage, de la commercialisation, de l'exportation et du transport terrestre et maritime du pétrole. Elles se font concurrence pour l'atteinte des objectifs de l'entreprise, les ressources et les services offerts à la population, mais non pour les prix au détail, qui sont fixés par le gouvernement. Le réseau de transport maritime de Lagoven est la plus importante compagnie de navigation du Venezuela.

Figure 23: Organigramme de la société Petróleos de Venezuela



Source: Petróleos de Venezuela, S.A., *Rapport annuel 1988*, Caracas, avril 1989, p. 2-3; et notes fournies par la PDVSA au sujet de la Bariven, S.A..

Pequiven exploite l'industrie pétrochimique vénézuélienne grâce à des usines qui lui appartiennent exclusivement et en association avec des investisseurs nationaux et étrangers. L'expansion continue de la production pétrochimique vise particulièrement à accroître la valeur des réserves importantes de gaz naturel du pays.

La **Palmaven**, filiale créée en 1987, distribue des engrais sur le marché vénézuélien et fournit de l'aide technique dans le domaine de l'agriculture. La consommation nationale d'engrais est subventionnée, et la Palmaven est compensée pour ses prix de vente réduits.

La **Carbozulia** , filiale de la PDVSA depuis 1986, s'occupe de la production commerciale des bassins houillers de Guasare, à l'ouest du Venezuela. En association avec la société de charbon ARCO et AGIP Carbone (membre du groupe de l'ENI), la PDVSA étend sa production sur le marché international.

La **Bitumenes Orinoco (Bitor)**, filiale créée en 1988, s'occupe de l'exploitation et de la commecialisation du bitume extrait de la ceinture de l'Orénoque. Bitor a construit une usine pour produire l'"Orimulsion", un combustible non traditionnel, composé à 70 p. 100 de bitume et à 30 p. 100 d'eau, qu'elle a commencé à vendre en Europe avec la participation de BP Bitor Ltd.

Intevep fait des travaux de recherche-développement pour le groupe PDVSA et concentre ses activités sur la manipulation et l'amélioration des pétroles bruts lourds et extra-lourds et sur les combustibles non traditionnels.

Interven s'occupe du programme international de la PDVSA, offrant des services spécialisés pour les investissements en aval aux États-Unis et en Europe. La PDVSA est associée à quatre entreprises étrangères.

(1) La PDVSA détient 50 p. 100 de la Nynas Petroleum de Suède, qui exploite deux raffineries en Suède et une en Belgique. Cette association permet au Venezuela de vendre, par jour, 40 000 barils de pétrole brut qui sont transformés en lubrifiants et en produits d'asphalte et vendus en Europe.

(2) La PDVSA et Veba Oel possèdent chacune 50 p. 100 de la Ruhr Oel GmbH, qui exploite trois raffineries en Allemagne de l'Ouest, où la PDVSA peut faire traiter environ 145 000 barils de pétrole brut par jour. Veba vend en Allemagne les produits pétroliers et pétrochimiques qui en résultent et verse à la PDVSA le produit de ses ventes, déduction faite de ses coûts de raffinage, de transport et de commercialisation.

(3) La PDVSA et la Southland Corp. détiennent chacune 50 p. 100 des intérêts de la Citgo Petroleum Corp., qui exploite la raffinerie du lac Charles aux États-Unis. La PDVSA peut y faire traiter 130 000 barils par jour de pétrole lourd à teneur élevée en soufre et de produits intermédiaires, avec la possibilité d'augmenter ce volume à 200 000 barils par jour. La Citgo alimente environ 8 000 stations-service aux États-Unis.

(4) La PDVSA détient la totalité des actions de la société de raffinage Champlin et de sa raffinerie de Corpus Christie au Texas, qu'elle a achetée de la société Union Pacific. D'après le contrat conclu, elle doit fournir 140 000 barils de pétrole brut et de produits intermédiaires par jour et peut augmenter cette quantité à 160 000 barils. La société Champlin vend des produits sans nom à des terminaux indépendants aux États-Unis.

La PDVSA a signé une déclaration d'intention avec la société UNOCAL pour exploiter une coentreprise de raffinage, de distribution et de commercialisation, dans une raffinerie située dans la région de Chicago et dans près de 4 000 stations service. La PDVSA alimenterait la raffinerie avec 135 000 barils de pétrole brut vénézuélien. Elle a aussi signé une déclaration d'intention avec la British Petroleum pour créer en coparticipation une société de soutage maritime aux États-Unis et dans le nord de l'Europe, ce qui permettrait au Venezuela d'écouler 60 000 barils de pétrole à teneur élevée en soufre par jour.

Ces initiatives mettent en lumière la stratégie que la PDVSA a adoptée pour trouver des marchés étrangers à long terme pour le pétrole brut du pays et pour générer de plus grands profits en aval grâce à la vente de produits à valeur ajoutée.

Refineria Isla exploite une raffinerie et un terminal maritime loués à l'île Curaçao. Cette raffinerie utilise exclusivement du pétrole vénézuélien et peut traiter jusqu'à 300 000 barils de pétrole brut par jour.

Bariven s'occupe d'acheter à l'étranger de l'équipement et du matériel qui ne se trouvent pas au Venezuela. Bariven achète au nom des sociétés pétrolières, pétrochimiques et houillères du pays et centralise ses activités pour assurer le contrôle de la qualité et le respect de délais de livraison raisonnables, ainsi que pour réduire les coûts au minimum.

PDV (É.-U.), à New York, et **PDV (Europe)**, à Londres, sont des centres de renseignements sur le marché qui offrent des services d'analyse, de liaison et de soutien.

La PDVSA exploite un centre pédagogique spécialisé, chargé de la formation des cadres et du personnel de l'entreprise, dont l'effectif est de 45 000 employés.

Activités

En 1988, la production de pétrole du Venezuela était en moyenne de 1,9 million de barils par jour, soit 204 000 barils par jour de plus qu'en 1987. En 1988, avec la production de 98 000 barils par jour de liquides de gaz naturel, la production totale des hydrocarbures liquides a atteint 2,0 millions de barils par jour. Fait à noter, la production du pétrole brut léger et à densité moyenne a augmenté de 198 000 barils par jour (augmentation partiellement compensée par la réduction de la production du pétrole brut lourd).

Le Venezuela maintient délibérément sa capacité de production au-dessus de son niveau de production. Grâce à des forages d'exploration et de reconnaissance, aux travaux effectués sur d'autres puits et à diverses mesures de récupération assistée, sa capacité de production a augmenté, en 1988, de 522 000 barils par jour pour atteindre 2,67 millions de barils par jour, comparativement à son rendement réel qui est de 1,90 million de barils par jour. Cette capacité excédentaire donne au Venezuela la possibilité de mélanger ses pétroles bruts exportés pour les besoins particuliers d'une raffinerie et d'augmenter sa production dans les plus brefs délais s'il y avait des problèmes d'approvisionnement en pétrole dans d'autres pays.

La production de gaz naturel a atteint 3,7 milliards de pieds cubes par jour en 1988, dont 1,2 milliard ont été réinjectés dans les réservoirs pour la pressurisation; 2,1 milliards de pieds cubes par jour ont été utilisés par les usines de production pétrochimique et les raffineries du Venezuela.

À la fin de 1988, on estimait à 58,5 milliards de barils les réserves prouvées du Venezuela en pétrole brut traditionnel, soit une augmentation nette de 420 millions de barils par rapport à 1987. Les réserves prouvées de gaz naturel s'élèvent à 101,5 billions de pieds cubes, une augmentation nette de 610 milliards de pieds cubes par rapport à 1987. On estime que les énormes dépôts de pétrole lourd et de bitume du Venezuela dans la ceinture de l'Orénoque contiennent environ 270 milliards de barils de pétrole, dont 12 milliards sont récupérables dans les conditions actuelles.

En 1988, les raffineries vénézuéliennes ont traité en moyenne 945 000 barils par jour de pétrole brut, et celle de Curaçao en a traité 190 000 barils par jour de plus. La capacité intérieure de raffinage s'élève environ à 1 250 000 barils par jour, à laquelle viennent s'ajouter les 300 000 barils par jour de la raffinerie de Curaçao. Les intérêts que le Venezuela possède dans des raffineries aux États-Unis, en Allemagne de l'Ouest, en Suède et en Belgique augmentent sa capacité de 500 000 barils par jour. La capacité totale de raffinage de la PDVSA, c'est-à-dire sa capacité intérieure et étrangère, a permis de raffiner 80 p 100 de la production nationale de pétrole brut en 1988, par rapport à 77 p. 100 en 1987.

En 1988, le volume moyen des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers du Venezuela a atteint 1,65 million de barils par jour. La vente de produits pétroliers a totalisé 1,24 million de barils par jour, et les ventes de pétrole brut à des tierces parties se sont élevées à 0,38 million de barils par jour. C'est donc dire que les trois quarts du pétrole exporté du Venezuela l'a été sous forme de produits. En outre, 52 p. 100 des produits exportés étaient des distillats, de l'essence et d'autres produits à forte valeur ajoutée.

La PDVSA a pour priorité, dans ses activités en aval, de donner de l'expansion à ses entreprises en participation et de chercher à en établir de nouvelles. Elle s'attache tout particulièrement à maximiser la souplesse et le rendement de ses méthodes de raffinage et de ses procédés pétrochimique, à rationaliser ses canaux de distribution et de commercialisation, à percer de nouveaux marchés et à réduire ses coûts.

Le Venezuela est signataire de l'Accord de San José, qui garantit un approvisionnement en hydrocarbures de 130 000 barils par jour à neuf pays de l'Amérique centrale et des Caraïbes. La PVDSA se fait payer au prix du marché, le coût des concessions étant assumé par le ministère des Finances. La société n'accorde pas d'aide sous d'autres formes aux pays en voie de développement.

Remarques

La PVDSA fonctionne beaucoup plus comme une entreprise privées, même si elle appartient au gouvernement vénézuélien. Conformément à la loi, toutefois, elle est indéniablement sous le contrôle du gouvernement, car les membres de son conseil d'administration sont choisis par le président du pays et elle est liée aux décisions prises durant les assemblées des actionnaires qui sont présidées par le ministre de l'Énergie et des Mines.

Le Comité n'a pu obtenir de renseignements précis au sujet du contrôle financier de la société, mais il sait que des vérificateurs privés examinent ses livres. Contrairement aux autres sociétés pétrolières nationales étudiées ici, la PDVSA ne semble pas régie par des dispositions de la loi qui réserveraient un rôle au gouvernement dans ses activités.

La PDVSA étend ses activités à l'étranger essentiellement parce que sa production de pétrole excède la consommation nationale. Ses investissements dans les activités de raffinage et de pétrole à l'étranger lui assurent des débouchés pour le pétrole qu'elle produit et les produits à valeur ajoutée. La société traite actuellement plus des quatre cinquièmes du pétrole brut qu'elle produit dans ses raffineries au Venezuela ou ailleurs. Elle étend sa production pétrochimique intérieure dans le but de transformer le gaz naturel dont la production augmente.

La PDVSA met l'accent sur le développement de nouvelles technologies, surtout pour augmenter les débouchés commerciaux des énormes ressources de pétrole lourd et de bitume du pays. Elle a mis à l'essai avec succès une émulsion de bitume et d'eau comme combustible de chaudière dans plusieurs pays, y compris le Canada. Elle a vendu 50 000 barils par jour d'Orimulsion en 1989, à titre expérimental, et espère en vendre beaucoup en Europe d'ici le milieu des années 1990.

La PDVSA a mis en place un programme pour remplacer le matériel et les fournitures importés qu'elle utilise par des produits faits au pays. Des groupes de travail ont passé en revue plus de 100 projets de remplacement de produits importés comme des valves, des tubes, du matériel rotatif, des produits chimiques, du matériel de forage et des instruments. Entre 1984 et 1988, ses dépenses pour des produits fabriqués au Venezuela ont augmenté d'environ 250 p. 100. Ces mesures qui visent à renforcer, à intégrer et à rationaliser le secteur manufacturier du pays doivent aussi encourager la pénétration de marchés d'exportation. Des efforts semblables sont déployés pour alimenter en produits vénézuéliens les services de génie et les

services techniques.

Petróleos de Venezuela semble avoir mis en oeuvre un plan stratégique à long terme, de façon très coordonnée, pour se tailler une place solide sur le marché international du pétrole tout en renforçant ses activités intérieures.

D. Japan National Oil Corporation (JNOC)

Contexte

Le gouvernement et les entreprises entretiennent depuis longtemps d'étroites relations de travail au Japon. Dans les années 1950, le Japon a reconstruit ses installations de raffinage et de commercialisation du pétrole, détruites par la guerre, avec l'aide de sociétés pétrolières étrangères. En échange, ces sociétés ont signé des contrats à long terme pour alimenter le marché japonais en pétrole et ont monopolisé environ 75 p. 100 de la capacité de raffinage du Japon. Devant cette situation, le gouvernement a adopté en 1962 une loi organique sur le pétrole pour limiter les activités des sociétés pétrolières étrangères et permettre aux sociétés nippones d'exploiter des sources de pétrole plus diversifiées (É.-U., ministère de l'Énergie, 1977).

La Japan National Oil Corporation (JNOC) a été créée en octobre 1967 sous le nom de Japan Petroleum Development Corporation (JPDC), à une époque où le pétrole en tant que source d'énergie prenait rapidement de l'importance. Le Japon dispose de peu de ressources pétrolières intérieures et doit importer du pétrole pour répondre à ses besoins grandissants. Il est donc essentiel à la survie économique et sociale du pays qu'il assure son approvisionnement à long terme. Le Japon importe plus de 80 p. 100 de l'énergie dont il a besoin, et le pétrole représente environ 56 p. 100 de sa demande énergétique totale.

Les activités initiales de la JPDC se limitaient à fournir des capitaux, des prêts et des garanties de prêts pour les projets d'exploration pétrolière outre-mer ainsi que des conseils techniques au secteur privé. En 1971, vint s'ajouter l'exploration pétrolière sur le plateau continental du Japon. En 1972, le gouvernement créait le Centre de recherche technologique, dont le mandat consiste à préparer et à rassembler diverses données et à mettre au point des technologies dans des domaines comme la géologie, la géophysique, le forage et la production. Au cours de la même année, la JPOC a commencé à consentir des prêts à des sociétés pétrolières privées pour qu'elles achètent du pétrole en vue d'accroître les stocks commerciaux existants.

En 1975, la JPOC a commencé à offrir des participations et à consentir des prêts pour une société mixte de stockage. Elle a aussi commencé à offrir des capitaux neufs et des prêts pour les projets de sables pétrolifères et de schistes bitumineux; elle a été autorisée à négocier directement avec les pays producteurs de pétrole et à acquérir des droits d'exploration.

En juin 1978, la société est devenue la Japan National Oil Corporation (JNOC) et a commencé à accumuler des réserves de pétrole au-delà des 90 jours d'approvisionnements déjà accumulés par les sociétés pétrolières privées. Au milieu de 1988, elle avait construit trois installations nationales de stockage et en avait sept autres en chantier. Elle effectue depuis 1980 des études géologiques des ressources outre-mer. Dans le cadre de ce programme, elle a effectué chaque année depuis 1980 des études géologiques et géophysiques dans les mers qui baignent l'Antarctique.

À la fin de 1988, la construction du nouveau Centre de recherche technologique de la JNOC était achevée. Ce centre de recherche joue quatre rôles:

- effectuer des travaux de recherche-développement pour mettre au point de nouvelles technologies d'exploration et de production pétrolières;
- fournir des services techniques aux entreprises privées et à ceux qui utilisent les découvertes et les installations de recherche du Centre;
- assurer de la formation pour parfaire les connaissances des ingénieurs pétroliers japonais et étrangers;
- faire conjointement de la recherche avec des pays producteurs de pétrole et échanger des techniques de pointe.

L'importance des activités de la JNOC est considérable. En effet, entre 1967 et 1988, elle a offert environ 10,8 milliards de dollars canadiens en participations et en prêts (soit 1 357 milliards de yens convertis au taux de 125 yens au dollar canadien, même si le taux était bien inférieur dans les années 1970) et consenti des garanties de prêts s'élévant à 6,4 milliards de dollars canadiens. En 1988, quelque 25 entreprises financées par la JNOC produisaient ou allaient produire du pétrole et du gaz. Environ 70 entreprises menaient des activités d'exploration et d'exploitation, dont cinq au large des côtes du Japon. La même année, la production de pétrole des sociétés financées par la JNOC s'élevait à 1,3 million de barils par jour. De ce nombre, environ 427 000 barils ont été consommés au Japon, ce qui représentait 12,4 p. 100 des 3 448 000 barils de pétrole brut importés par le Japon. Le gouvernement veut que, d'ici 1995, 30 p. 100 des besoins en pétrole brut du pays soient satisfaits par les entreprises financées par la JNOC.

À la fin de l'exercice 1987-1988, le gouvernement japonais avait investi 9,6 milliards de dollars canadiens en participations dans la JNOC. Il avait versé 25,6 milliards de dollars canadiens de plus pour couvrir le coût des intérêts et les dépenses en recherche-développement. La JNOC a reçu d'autres fonds provenant de la vente de débentures, d'emprunts faits auprès de créanciers publics et privés, et d'autres sources. Ses recettes totales pour la période allant de 1967 à 1988 ont dépassé 100 milliards de dollars canadiens, somme qui montre combien le Japon tient à garantir ses approvisionnements à long terme en pétrole. Les principales dépenses durant la même période comprennent 48,1 milliards de dollars canadiens pour différentes

activités de stockage et 10,7 milliards de dollars canadiens en participations et en prêts pour l'exploitation pétrolière.

Mandat

Le mandat de la JNOC est énoncé dans la Loi nº 83 de 1978 (*Japan National Oil Corporation Law*). Voici un aperçu des principales dispositions de cette loi.

La Japan National Oil Corporation a **pour mandat** d'assurer au Japon un approvisionnement stable et économique en pétrole et en gaz naturel en fournissant les fonds nécessaires à leur exploration et à leur exploitation et en augmentant les stocks pétroliers nationaux.

Les **fonds d'établissement** de la société s'élève à 4 milliards de yens (environ 32 millions de dollars canadiens) et le gouvernement peut verser des sommes supplémentaires s'il le juge nécessaire.

La société doit compter au maximum **dix cadres**, dont un président, un vice-président et huit administrateurs et, tout au plus, deux vérificateurs. Le président et les vérificateurs sont nommés par le ministre du Commerce international et de l'Industrie; c'est le président qui nomme le vice-président et les administrateurs après avoir obtenu l'approbation du ministre. Les membres sont investis d'un mandat de trois ans qui peut être prolongé.

Pour mener à bien son mandat, la société doit poursuivre les **activités** suivantes:

- investir dans l'exploration pétrolière;
- consentir des prêts pour l'exploitation pétrolières à des organismes publics étrangers uniquement;
- garantir les fonds consacrés à l'exploration et à l'exploitation du pétrole outre-mer;
- étudier les structures géologiques susceptibles de renfermer du pétrole et du gaz;
- acquérir les droits d'exploration outre-mer quand seul un organisme public peut le faire;
- consentir des prêts pour constituer et maintenir des stocks nationaux de pétrole.

La JNOC négocie souvent, avec les pays d'accueil et au nom de sociétés pétrolières nippones, les conditions des entreprises d'exploration dans lesquelles elles détiennent des intérêts.

En ce qui concerne **le contrôle financier**, la société doit préparer pour le ministre du Commerce international et de l'Industrie le budget annuel, le programme d'entreprise, le plan et les états financiers, y compris l'état des profits et pertes.

Pour ce qui est **des prêts et des obligations**, la société peut acquérir des prêts à court et à long terme et émettre des obligations avec l'approbation du ministre du Commerce international et de l'Industrie. Le gouvernement peut garantir les capitaux empruntés pour les prêts et les obligations.

La supervision de la société relève du ministre du Commerce international et de l'Industrie qui peut, à ce titre, donner des directives à la JNOC.

Liens avec le gouvernement japonais

Le gouvernement japonais est le seul actionnaire de la Société et exerce son autorité sur elle par l'intermédiaire du ministre du Commerce international et de l'industrie. L'Agence des ressources naturelles et de l'énergie, une division du ministère du Commerce international et de l'industrie, fixe les objectifs d'exploration et de production pétrolières des sociétés japonaises. Elle donne aussi des conseils au gouvernement au sujet des formes d'aide dont la société a besoin pour atteindre ses objectifs, et elle établit les objectifs de stockage du pétrole pour les secteurs public et privé, sous réserve de l'approbation, par le ministère des Finances, des budgets consacrés à ces activités. Les rapports de la JNOC avec le gouvernement japonais, les banques et les entreprises privées sont illustrés à la figure 24.

Organisation

La JNOC est organisée en trois grands secteurs:

(1) l'exploration et l'exploitation pétrolières et gazières;

(2) le stockage du pétrole;

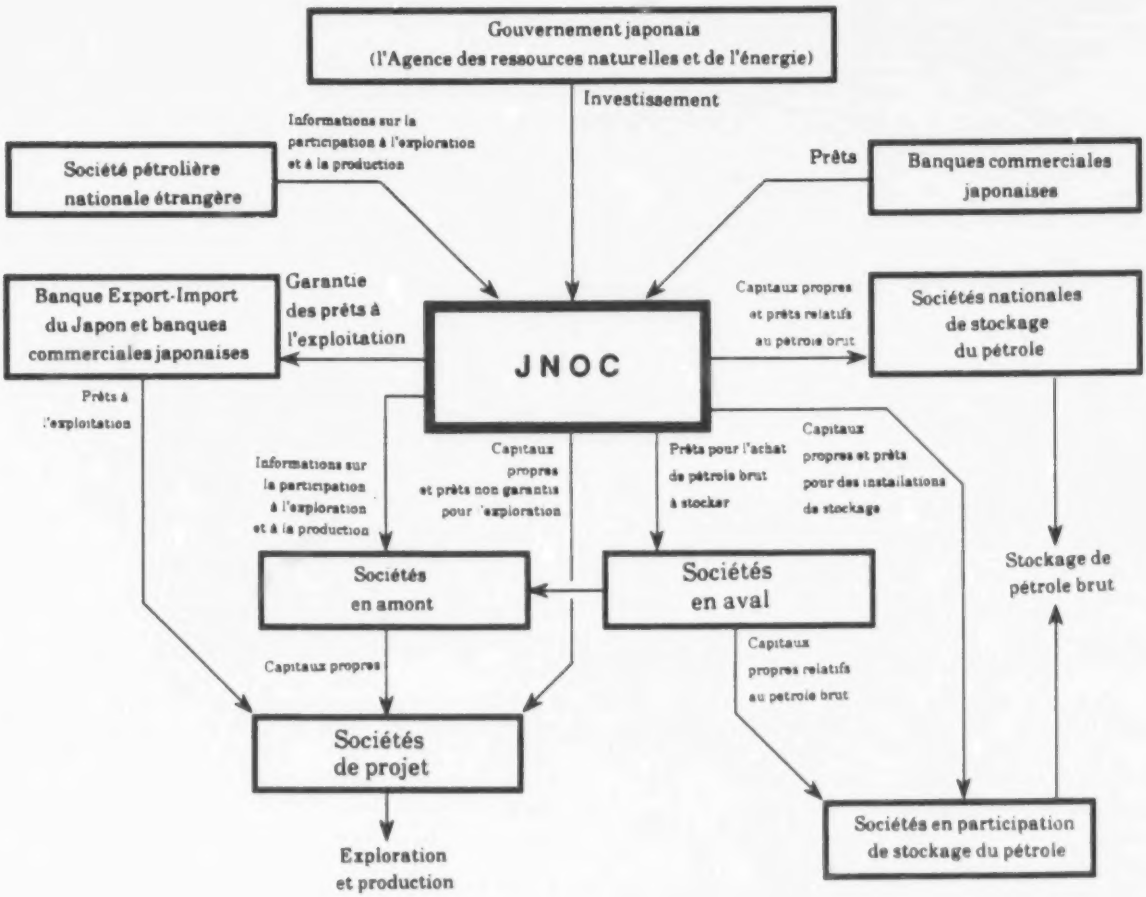
(3) la recherche-développement.

En septembre 1989, 70 sociétés de projet financées par la JNOC faisaient de l'exploration pétrolière dans 23 pays, et 25 autres participaient aux activités de production. Bien que la société privilégie les activités en Chine et en Asie du sud-est, les entreprises qu'elle finance mènent leurs activités dans bien des parties du monde, y compris le Canada (Arctic Petroleum Corp. du Japon (APJC); Canada Oil Sands Co., Ltd. (CANOS); Japan Oil Sands Co. Ltd. (JOSCO); et CANPEX Co., Ltd.).

Le stockage du pétrole au Japon est effectué par la JNOC et le secteur privé. La JNOC finance les sociétés pétrolières japonaises depuis 1972 pour les aider à stocker du pétrole et, depuis 1980, elles accumulent des réserves de pétroles au-delà des 90 jours d'approvisionnement déjà accumulés. Le gouvernement japonais a décidé toutefois que c'était insuffisant et, en 1978, il a obligé la JNOC à entreprendre un autre programme de stockage du pétrole. Les réserves nationales seront

conservées dans dix bases permanentes, éparpillées dans diverses régions du pays, dont trois étaient en exploitation en 1989. En septembre 1988, les réserves des sociétés privées équivalaient à 99 jours de consommation nationale, et celles de la JNOC à 47 jours.

Figure 24: Rapports de la JNOC avec d'autres établissements associés à l'industrie pétrolière du Japon



Source: Japan National Oil Corporation, *JNOC*, Rapport annuel, Tokyo, septembre1989, p. 3.

Comme la demande du Japon en gaz de pétrole liquéfié augmente rapidement et que les trois quarts des gaz consommés sont importés, le gouvernement a établi un programme de stockage de ces gaz en 1981. La JNOC consent aussi des prêts dans le cadre de ce programme, dont l'objectif de 50 jours d'approvisionnement a été atteint en 1988.

Le nouveau Centre de recherche technologique de la JNOC est déterminant pour la société, qui s'est fixé pour objectif d'améliorer ses techniques d'exploration et de production pétrolières au Japon. Grâce à ses programmes de formation, le Centre permet aussi de consolider les relations entre le Japon et les pays en développement producteurs de pétrole.

Pour soutenir ses différentes activités, la JNOC compte sur huit bureaux de représentation installés outre-mer, soit à Londres, à Houston, à Washington, à Lima, à Paris, à Beijing, à Bahreïn et à Jakarta. Elle a aussi neuf bureaux de représentation pour le stockage des réserves nationales aux emplacements où se trouvent les installations de stockage ou à eux où elles sont en construction. L'organigramme de la JNOC se trouve à la figure 25.

Activités

Pour des raisons pratiques, le mandat de la JNOC comporte sept fonctions.

(1) **Affectation de fonds à l'exploration**

La JNOC affecte des capitaux propres et des prêts non garantis à l'exploration pétrolière effectuée par des entreprises privées japonaises qui exercent leurs activités outre-mer ou au large des côtes du Japon, y compris les activités d'exploration pour le gaz naturel, dnas les schistes et les sables bitumineux. Entre 70 et 80 p. 100 du coût des projets est garanti par une entreprise mise conjointement sur pied par la JNOC et le secteur privé japonais.

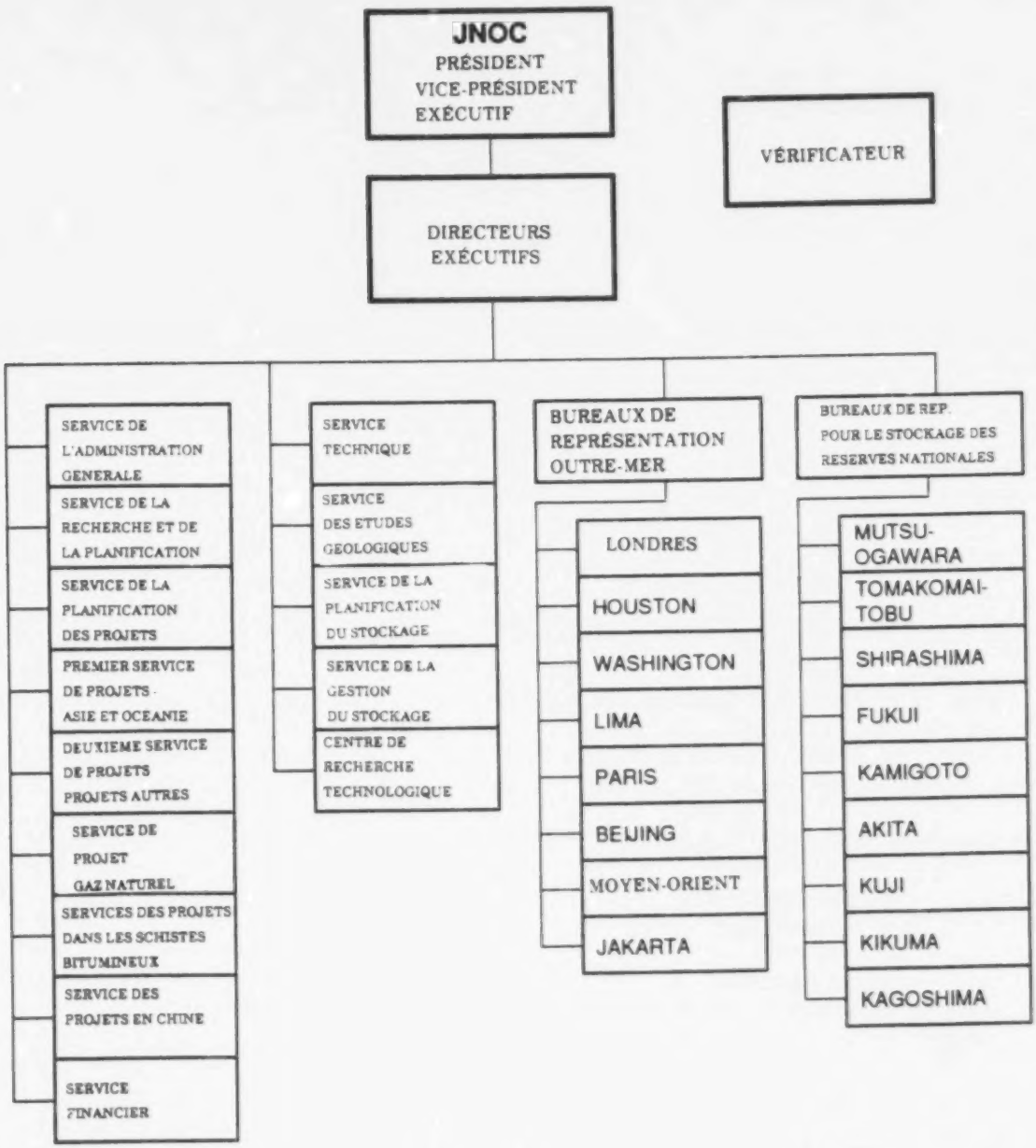
(2) **Garantie des prêts d'exploitation consentis par les banques**

Lorsque l'exploration pétrolière a permis de découvrir des réserves et que l'on passe à l'étape de l'exploitation, l'entreprise qui s'occupe du projet emprunte des fonds pour l'exploitation à la Banque Export-Import du Japon et à des banques commerciales japonaises. La JNOC peut garantir entre 60 et 70 p. 100 de ces prêts à l'exploitation.

(3) **Études géologiques et géophysiques**

À la demande de gouvernements étrangers ou de sociétés pétrolières nationales, la JNOC effectuera gratuitement des études géophysiques et géologiques de surface, des études de séismicité, des forages stratigraphiques ou de la formation technique. Tous les rapports sur les études sont remis au pays hôte.

Figure 25: Organigramme de la Japan National Oil Corporation



Source: Japan National Oil Corporation, *JNOC*, Rapport annuel, Tokyo, septembre 1989, p. 22-23.

(4) **Acquisition d'intérêts dans l'exploration pétrolière**

La JNOC acquiert directement des intérêts dans l'exploration pétrolière dans les pays producteurs où la participation gouvernementale est primordiale au cours des étapes préliminaires. Les intérêts acquis par la JNOC sont transférés aux entreprises privées en moins d'un an.

(5) **Établissement de stocks pétroliers et promotion du stockage**

Pour maintenir et accroître les stocks pétroliers du Japon, la JNOC consent des prêts aux entreprises privées pour leur permettre d'acheter du pétrole aux fins du stockage. Elle verse aussi des capitaux propres et consent des prêts aux entreprises en participation de stockage pétrolier, constituées dans le but précis de construire et d'exploiter de nouvelles installations d'entreposage au moyen d'arrangements de location avec des entreprises qui stockent du pétrole. Elle s'occupe également du programme national de stockage afin d'accroître les stocks nationaux.

(6) **Recherche-développement**

La JNOC encourage la recherche-développement en techniques pétrolières par l'entremise du Centre de recherche technologique, créé en 1972 en collaboration avec le secteur privé et maintenant établi dans ses nouvelles installations.

(7) **Collecte de renseignements sur l'exploitation pétrolière dans le monde**

La JNOC rassemble des renseignements sur l'exploitation pétrolière à l'échelle internationale, par l'intermédiaire de ses bureaux de représentation situés dans huit villes importantes à travers le monde.

Pays en voie de développement

Depuis 1980, la JNOC effectue des études géologiques et géophysiques dans des pays en voie de développement. Elle le fait gratuitement et rien n'engage les pays en question à expédier au Japon le pétrole ou le gaz éventuellement découvert. Le budget annuel de la JNOC pour cette activité est d'environ 20 millions de dollars canadiens. Le Centre de recherche technologique de la société accueille aussi des stagiaires des pays en voie de développement.

Remarques

À l'instar de Petro-Canada, la JNOC a été créée pour garantir un approvisionnement stable en pétrole pour le pays. Cependant, le mandat de la JNOC est limité au pétrole (alors que celui de Petro-Canada s'étend à toutes les formes

d'"énergie"); la JNOC joue un rôle de soutien et non un rôle opérationnel; de plus, elle n'a aucune activité en aval. À certains égards, ses responsabilités ressemblent beaucoup à celles de Petro-Canada au début.

En plus de pouvoir agir au nom du gouvernement japonais dans les transactions entre États, la JNOC peut réduire les risques que présentent, pour le secteur privé, certains projets d'exploration et de mise en valeur de longue durée, dont les résultats ne sont pas garantis. Comme elle finit par recouvrer une grande partie de son aide financière, elle peut libérer les crédits pour d'autres projets. En ne procédant que par associations avec le secteur privé, la société est assurée qu'une fois lancé, un projet sera mené à terme sans autre intervention directe du gouvernement.

La présence au conseil d'administration de la JNOC de deux vérificateurs responsables devant le ministre du Commerce international et de l'Industrie assure le contrôle permanent des activités financières de la société et de ses autres activités ayant des répercussions financières. Le gouvernement japonais est aussi tenu périodiquement au courant des activités et de la situation financière de la société, car celle-ci doit soumettre au même ministre ses budgets annuels, ses plans financiers et les états de ses profits et pertes.

C'est l'Agence des ressources naturelles et de l'énergie, elle-même une direction du ministère du Commerce international et de l'Industrie, qui veille à intégrer les activités de la JNOC à la stratégie d'ensemble du Japon en matière d'énergie. En établissant les objectifs des activités d'exploration et de production de la JNOC et en déterminant (de concert avec le ministère des Finances) l'importance et la nature du soutien financier fourni par la JNOC à ses partenaires du secteur privé, l'Agence exerce une profonde influence sur les activités de la société.

La JNOC appuie, dans le cadre de la politique énergétique du gouvernement, les initiatives privées d'exploration et de production pour répondre aux besoins du Japon en pétrole et en gaz naturel, et ce, d'une façon entièrement transparente et responsable.

E. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Contexte

L'industrie pétrolière norvégienne se compose de plusieurs groupes: la société pétrolière nationale Statoil, créée en 1972; les sociétés pétrolières internationales comme Shell, BP, Conoco, Phillips et Elf Aquitaine; la société électrochimique norvégienne Norsk Hydro, qui fonctionne comme une entreprise privée, mais dont le principal actionnaire est le gouvernement norvégien; et Saga Petroleum, un consortium formé par des entreprises privées norvégiennes en activité dans la Mer du Nord (É.-U., ministère de l'Énergie, 1977).

En 1963, la Norvège a proclamé sa souveraineté sur le plateau continental afin d'en exploiter les ressources naturelles, et elle a délivré les premiers permis d'exploration au cours de la même année. Les premiers permis de production datent de 1965; à l'époque, l'État ne participait aucunement aux travaux. À compter de 1969, il s'est réservé des intérêts dans les permis accordés, sous la forme d'une option de participation directe à une découverte faite par une entreprise commerciale ou sous celle d'une partie garantie et convenue des bénéfices nets.

À la suite d'une décision prise par le Parlement norvégien le 14 juin 1972, la société pétrolière nationale, la Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) a été créée et s'est vu confier le vaste mandat d'administrer la participation de l'État dans l'exploitation pétrolière. Pour les neuf permis de production délivrés entre 1974 et 1975, la Statoil a conservé une participation de 50 à 55 p. 100 avec l'option de la faire passer entre 66 à 75 p. 100, selon le niveau de production atteint. Elle n'était pas tenue de prendre en charge une partie des coûts d'exploration, mais elle devait assumer une partie des coûts d'exploitation en cas de découverte si elle voulait être de la partie. Cette part venait s'ajouter à la participation financière directe du gouvernement.

Jusque dans les années 1970, lorsque les prix du pétrole ont connu une très forte hausse et que les estimations de la Norvège à l'égard de ses réserves récupérables de pétrole brut et de gaz natuel se sont accrues sensiblement, l'industrie pétrolière du pays était en grande partie sous contrôle étranger. Le secteur privé norvégien étant faible, le gouvernement s'est tourné vers la Statoil pour s'assurer de profiter au maximum de la production en expansion rapide du pétrole et du gaz. Il a également tenté par l'intermédiaire de la Statoil de prendre davantage part à un certain nombre d'activités apparentées au pétrole, telles que le transport par pipeline, le raffinage, la vente au détail, la production pétrochimique et la fabrication de l'équipement utilisé au large des côtes. Comme la Statoil continuait à manquer de personnel expérimenté, le gouvernement a en outre sollicité la participation de la Norsk Hydro et de la Saga Petroleum.

En 1988, le revenu de fonctionnement du groupe Statoil était de 10,4 milliards de dollars canadiens (56,3 milliards de couronnes norvégiennes, au taux de conversion actuel de 5,4 kroners au dollar canadien). Ses coûts de fonctionnement étaient de 9,3 milliards de dollars canadiens, d'où des profits de 1,1 milliard de dollars. Déduction faite des coûts extraordinaires (comme l'amortissement de la raffinerie de Mongstad) et des postes financiers nets, les profits consolidés du Groupe s'élevaient à 63 millions de dollars canadiens. Les immobilisations de la Statoil, à la fin de 1988, étaient de 9,1 milliards de dollars canadiens.

Mandat

Le mandat de la Statoil est énoncé dans les statuts de la société, adoptés par le Parlement norvégien en 1972. En voici les principales dispositions.

La Société **a pour mandat** de s'occuper de l'exploration, de la production, du transport, du raffinage et de la commercialisation du pétrole et des produits pétroliers, ainsi que de toutes les autres activités qui y sont raisonnablement apparentées, soit en son nom propre, soit en collaboration avec d'autres entreprises.

Le ***capital-actions*** *de l'entreprise* se chiffre à 2 943 500 000 KRN (environ 545,1 millions de dollars canadiens), et est partagé en 29 435 000 actions de 100 KRN chacune.

Le **conseil d'administration** se compose tout au plus de neuf administrateurs. Jusqu'à six d'entre eux, dont le président et le vice-président, sont élus à l'assemblée générale annuelle. Jusqu'à trois autres administrateurs sont élus par et parmi les employés de Statoil, conformément aux exigences de la Loi norvégienne sur les entreprises. Leur mandat est habituellement de deux ans. C'est le conseil qui nomme le président de la société. La Statoil comprend aussi l'***assemblée de l'entreprise,*** qui est composée de 12 membres, dont huit sont élus à l'assemblée annuelle et quatre par et parmi les employés de la Statoil.

En ce qui concerne les **questions d'ordre financier**, l'actionnaire (le gouvernement norvégien que représente le ministre du Pétrole et de l'Énergie), le conseil d'administration et l'assemblée de l'entreprise s'occupent des questions suivantes à l'assemblée générale annuelle:

- l'adoption du compte des profits et pertes et du bilan;
- l'utilisation des bénénifices annuels ou la garantie des pertes et la déclaration des dividendes;
- l'adoption du compte consolidé des profits et pertes et du bilan consolidé.

Pour ce qui est de la **planification**, le conseil d'administration est tenu de soumettre lors d'une assemblée générale ordinaire, ou extraordinaire, toutes les questions susceptibles d'avoir une incidence politique particulière ou pouvant avoir des répercussions importantes sur le pays et son économie, et notamment :

- les plans pour l'année suivante ou les changements essentiels à ces derniers;
- les plans pour les activités à plus long terme;
- les plans qui nécessitent des crédits supplémentaires de l'État;
- les plans de participation à l'exploitation des réserves pétrolières à l'intérieur ou à l'extérieur de la Norvège;
- les rapports biannuels des activités de la société, y compris les activités des filiales et des coentreprises importantes avec d'autres sociétés.

À l'assemblée générale, on décide de prendre acte ou non des propositions du conseil telles qu'elles sont présentées, de les approuver ou de les modifier.

La Société **est chargée** de gérer et de préparer les comptes relatifs à la participation du gouvernement norvégien dans les coentreprises pour l'exploitation, l'exploration, la production et le transport du pétrole produit sur le plateau continental norvégien ou en rapport avec celui-ci.

Les dispositions de la **Loi norvégienne sur les entreprises** sont complémentaires aux statuts de la Statoil.

Liens avec le gouvernement norvégien

Le gouvernement norvégien détient la totalité du capital-actions de la Statoil. Conformément aux dispositions de la Loi norvégienne sur les entreprises, le ministre du Pétrole et de l'Énergie détermine la composition du conseil d'administration. Il exerce en outre une surveillance réelle sur le budget, les activités et la planification de la société et il peut, de sa propre initiative, convoquer des assemblées générales ordinaires ou extraordinaires. Il exerce ce contrôle non seulement pour veiller à ce que la société respecte la politique énergétique du pays, mais aussi pour que ses activités cadrent, dans la mesure du possible, avec les objectifs sociaux et autres du pays.

Le Bureau du vérificateur général est autorisé à demander au chef administratif de la société, au conseil d'administration et au vérificateur désigné, les renseignements nécessaires pour vérifier la situation et les transactions financières de l'entreprise. Il peut, au besoin, examiner les comptes de l'entreprise. Le Parlement peut établir des règles sur l'inspection des intérêts du gouvernement dans la Statoil par le Bureau du vérificateur général. Celui-ci doit être informé de la tenue de l'assemblée générale et d'autres réunions de la société et il peut y assister.

La Statoil administre les intérêts directs du gouvernement dans le pétrole et le gaz. Au milieu des années 1980, toutefois, étant donné la puissance de la Statoil, le gouvernement a dû confier une partie de ses actifs au ministère des Finances. Le gouvernement a aussi remplacé le président fondateur, en partie à cause de sa responsabilité dans les lourdes pertes enregistrées au moment de l'agrandissement de la raffinerie de Mongstad. Les vérificateurs ont été remplacés une fois quand ils ont refusé de produire, à la demande du gouvernement, le bilan de la Statoil sur le coût éventuel de l'enlèvement des plates-formes fixes en béton, utilisées pour la mise en valeur de certains champs pétrolifères norvégiens.

Comme le gouvernement oblige le secteur pétrolier à offrir des avantages à tous les secteurs de l'économie du pays, la Statoil a travaillé en étroite collaboration avec les industries de la construction navale et de la construction pour les aider à fournir le plus d'équipement pétrolier possible. Ainsi, par exemple, de 30 p. 100 qu'elle était pour le champ Ecofix, la participation de la Norvège en ce qui a trait à l'équipement est passée à 80 p. 100 pour le champ Golfax.

Organisation

Le groupe Statoil est constitué de la société mère (Statoil) et de 14 filiales que contrôle au moins à 50 p. 100 la Statoil. Ces filiales sont en Suède, au Danemark, en Finlande, en Belgique, aux Pays-Bas, en Grande-Bretagne, en Allemagne de l'Ouest et aux États-Unis. Les activités du Groupe englobent les études géologiques et la prospection géophysique, l'exploration, l'exploitation, la production, le transport, le raffinage, la commercialisation et la fabrication de produits pétrochimiques.

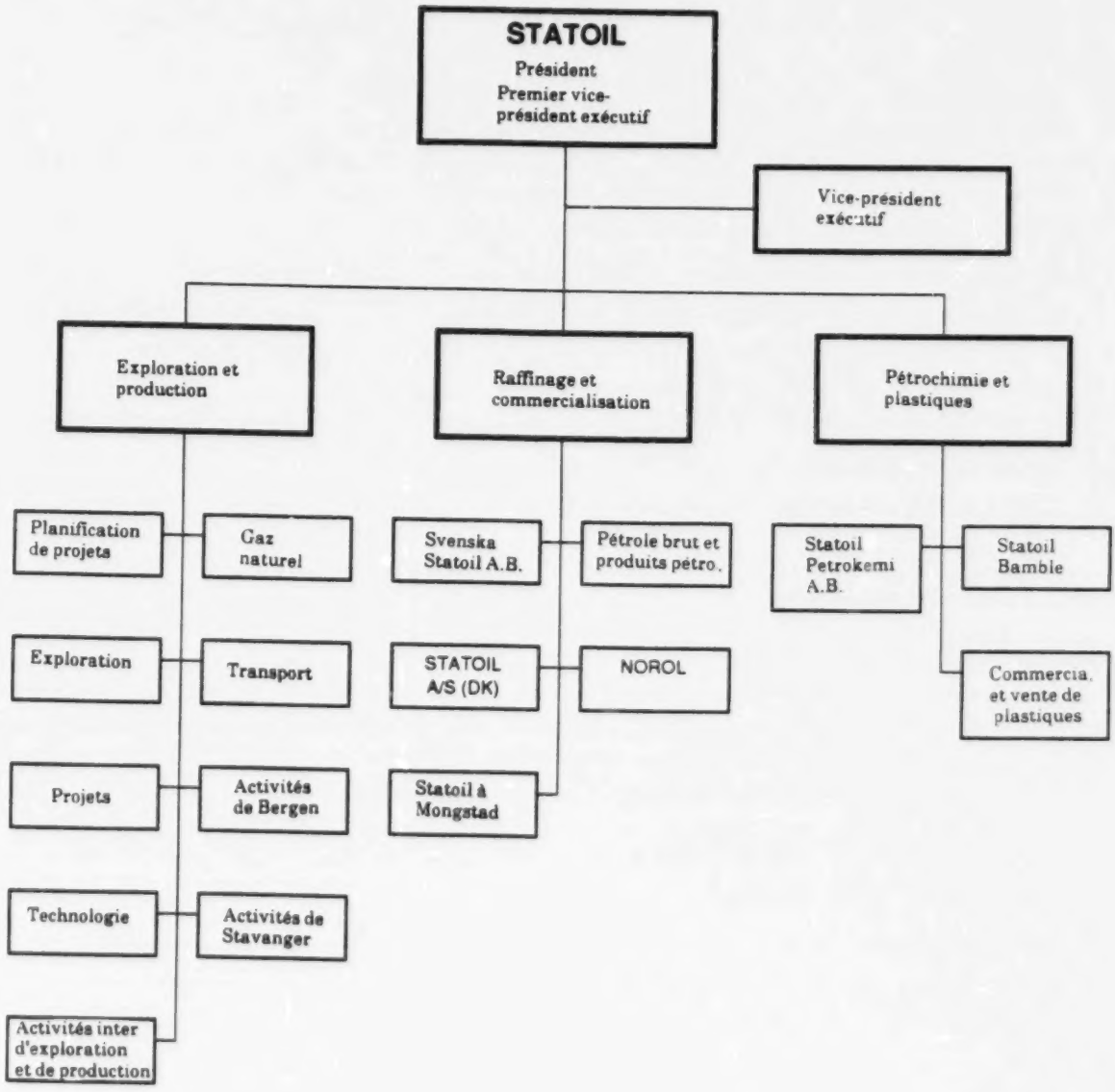
La Statoil se divise en trois services commerciaux, dont chacun est dirigé par un président: (1) l'exploration et la production; (2) le raffinage et la commercialisation; et (3) la pétrochimie et les plastiques. L'organigramme du Groupe Statoil se trouve à la figure 26.

Activités

On peut décrire les activités de la Statoil d'après les trois grands services commerciaux qui la composent, en y ajoutant les activités de recherche-développement effectuées par les différentes divisions et le Centre de recherche et développement qui se trouve à Trondheim.

1. **L'exploration et la production** comprennent les activités en amont de la Statoil en Norvège et à l'étranger, y compris l'exploration et l'exploitation du pétrole, la production, les réseaux de transport, la commercialisation du gaz et le développement international. En 1988, il y avait neuf champs et régions en production dans le secteur norvégien et la participation financière de la Statoil variait de 1 à 42 p. 100, tandis que celle du gouvernement variait de 0 à 51 p. 100. On estime que le reste des réserves récupérables était de 5,5 milliards de barils de pétrole et de 12,6 billions de pieds cubes de gaz. La Statoil a un intérêt financier dans plusieurs réseaux de transport du pétrole et du gaz (et en exploite deux), y compris des pipelines sous-marins reliant les gisements en haute mer sous contrôle norvégien à la Norvège, à la Grande-Bretagne et à l'Allemagne de l'Ouest. Pour étendre les marchés de gaz, des travaux de planification et des négociations ont débuté en vue d'accroître les ventes de gaz en Europe et d'expédier des liquides de gaz naturel aux États-Unis. La Statoil participe financièrement à des opérations d'exploration et de production en Suède, au Danemark, en Grande-Bretagne, en Allemagne de l'Ouest, aux Pays-Bas, en Chine et en Malaysia; en 1988, elle a consacré 15 p. 100 de son budget total d'exploration à ses activités étrangères. La Statoil possède les deux tiers du laboratoire de mesure et de technologie de Karsto, dont les activités consistent notamment à améliorer les techniques de mesure du gaz à haute pression et du gaz transporté à grands débits.

Figure 26: Organigramme de la Statoil



Source: Statoil, Rapport annuel et comptes 1988, Stavanger, Norvège, mars 1989, p. 4.

2. **Le raffinage et la commercialisation** comprennent la commercialisation du pétrole brut et des produits pétroliers, le transport par pétrolier ainsi que l'exploitation de deux raffineries et de stations-service en Norvège, en Suède et au Danemark. Les faibles profits enregistrés récemment sont attribuables aux coûts de financement élevés et à l'arrêt prolongé des opérations à la principale raffinerie de la Statoil à Mongstad.

3. **La pétrochimie et les plastiques** comprennent la production des matières premières entrant dans la fabrication des produits chimiques et des plastiques (surtout l'éthylène et le propylène) dans les usines norvégiennes, suédoises et ouest-allemandes, ainsi que leur commercialisation par les filiales du groupe Statoil en Europe de l'Ouest.

4. **La recherche-développement** est confiée aux divisions de la Statoil ainsi qu'à son Centre de recherche et de développement, qui est chargé de coordonner tous les travaux de recherche-développement du Groupe. Les principaux travaux portent notamment sur : a) des techniques plus simples et moins coûteuses d'exploration, de transport et de production en eau profonde; b) un système économique et concurrentiel de production sous-marine sans plongeur; c) la liquéfaction en mer du gaz naturel et son transport dans les régions où il n'existe pas d'infrastructure; et d) les systèmes de transport polyphasiques. À la suite de la catastrophe survenue sur la plate-forme de forage en mer Piper Alpha, dans le secteur britannique de la Mer du Nord, la Statoil a accordé une plus grande priorité à la sécurité en mer.

Pays en voie de développement

La Statoil n'a pas de programme officiel lui permettant d'aider les pays en voie de développement à chercher de nouveaux gisements pétrolifères et à les mettre en valeur. À ce jour, elle n'a accordé son aide qu'à un seul pays, la Tanzanie, où elle travaillait avec l'Agence norvégienne d'aide au développement. La société n'a toujours pas annoncé de projets semblables dans d'autres pays.

Remarques

La Statoil a été créée afin que la Norvège, qui ne possédait pas d'industrie d'exploration et de production pétrolières, puisse participer dans la plus grande mesure possible à la mise en valeur des ressources pétrolières considérables qu'elle a en haute mer. Pour y arriver, la société a dû surmonter un certain nombre d'obstacles de taille et notamment les suivants:

- peu de Norvégiens avaient une expérience de l'exploration et de l'exploitation pétrolières et gazières en mer;

- peu de sociétés norvégiennes avaient l'expérience des pétrolières internationales avec lesquelles la Statoil serait appelée à collaborer ou qu'elle devrait, dans certains cas, concurrencer;

- les responsables de l'élaboration des politiques, chargés de s'assurer que la mise en valeur des ressources se ferait à un rythme raisonnable, sans nuire aux intérêts de la Norvège, ne disposaient d'aucun précédent pour fonder leur action.

Compte tenu des circonstances, la Statoil a fait beaucoup en assez peu de temps. Elle a pris de l'expansion dans plusieurs domaines connexes au pétrole. Grâce à une collaboration étroite entre la Statoil et certains chantiers de construction navale et certaines sociétés d'ingénieurs, la Norvège devient un pionnier mondial pour certains types de techniques et de matériel utilisés dans les opérations en eau froide. Mis à part le revers financier de la raffinerie de Mongstad, la Statoil réussit assez bien à combiner ses responsabilités de grande société pétrolière et celles d'instrument de mise en oeuvre des politiques du gouvernement norvégien.

Le gouvernement norvégien suit de près les activités de la société, tant par l'intermédiaire du ministre du Pétrole et de l'Énergie, un intervenant clé, que par les rapports circonstanciés et réguliers que la Statoil doit faire au Ministre sur toute question importante concernant sa planification et ses activités. Le vérificateur génénal a toujours accès aux dossiers financiers de l'entreprise, ce qui favorise la responsabilité comptable de la Statoil.

F. Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)

Contexte

L'Italie est un pays qui consomme plus de pétrole qu'il n'en produit et qui cherche de nouvelles réserves sûres. En 1926, dans le cadre de cette quête de pétrole, l'Azienda Generale Italiana Petrolii (AGIP) a été créée. Malgré un programme de recherche active, l'AGIP n'a trouvé aucun gisement de pétrole important en Italie, mais elle a acquis des intérêts dans la production roumaine et irakienne. Par la suite, elle est devenue l'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), une société d'État créée en 1953 comme société de portefeuille dont l'actif était composé d'actions que détenait le gouvernement italien dans l'industrie pétrolière. L'ENI est aujourd'hui l'une des trois principales sociétés étatiques de portefeuille de l'Italie et elle a été créée en vue de l'important rôle que le pétrole pourrait jouer pour combler les besoins énergétiques de l'Italie.

Selon le plan pétrolier du gouvernement, l'ENI était appelée à devenir le principal fournisseur l'énergie de l'Italie; en 1977, elle était la société pétrolière la plus importante, puisqu'elle détenait à peu près 20 p. 100 du marché pétrolier italien. Le reste du marché était détenu par des sociétés pétrolières privées italiennes et étrangères, dont bon nombre se sont par la suite retirées en raison de conditions

commerciales insatisfaisantes.

Outre qu'elle était la plus importante société italienne d'exploration, de distribution et de raffinage du pétrole, l'ENI devait devenir le principal agent de la politique d'approvisionnement en pétrole du gouvernement, représentant ainsi l'Italie à l'étranger par l'intermédiaire de ses diverses filiales spécialisées. Elle a su établir des normes de rendement pour la production et l'achat de pétrole et les opérations de raffinage et de commercialisation.

Les revenus nets du groupe ENI en 1988 ont été de 25,4 milliards de dollars américains. De cette somme, 16,4 milliards provenaient de l'énergie, y compris le charbon. Les profits bruts avant taxe ont été de 1,3 milliard de dollars américains et les profits nets, après taxe, de 1 milliard de dollars américains. Les investissements au titre des dépenses d'immobilisations, des biens incorporels et de l'exploration ont été de 3,9 milliards de dollars américains. Les dépenses de recherche-développement ont été de 327 millions de dollars américains.

Après les crises pétrolières des années 1970, plus que jamais l'ENI dut s'assurer que l'Italie, qui importe environ 80 p. 100 des ressources énergétiques dont elle a besoin, avait accès à des approvisionnements suffisants à long terme. C'est ainsi que le raffinage, le transport et la commercialisation vinrent s'ajouter à ses activités d'exploration et de production.

Mandat

Le mandat de l'ENI est énoncé dans la loi nº 136 du 10 février 1953, telle qu'elle a été modifiée, et dans le règlement du 22 décembre 1954.

L'**objet** de l'ENI, tel qu'énoncé en 1953, est de promouvoir et de mettre en oeuvre des projets d'intérêt national dans le domaine des hydrocarbures et de la vapeur naturelle. Plus tard, on lui a confié des responsabilités analogues dans le secteur des produits chimiques, dans le secteur des combustibles nucléaires pour ce qui est de la recherche, de la fabrication, du retraitement et de la vente, ainsi qu'en ce qui concerne les activités d'exploitation, d'exploration et de production reliées au nucléaire. L'intervention dans d'autres secteurs est permise dans la mesure où elle contribue, ajoute ou sert de complément aux activités de base dans le secteur des hydrocarbures, de la vapeur naturelle, des produits chimiques et du combustible nucléaire. Ce genre d'intervention doit être approuvé au préalable par le ministre des Sociétés de portefeuille d'État. D'autres responsabilités sont venues s'ajouter par la suite, y compris celle de mettre en place et de gérer la réserve de pétrole stratégique de l'Italie, et celle qui consiste à remettre sur la voie de la rentabilité, ou à gérer pour un temps limité, plusieurs entreprises qui ne relèvent pas directement de la société.

La **mise de fonds initiale** de l'ENI était de 30 millions de lires, mais ce montant a été porté depuis à 7 747 milliards de lires (7 308 milliards de dollars canadiens, au taux actuel de 1 060 lires le dollar).

Administrateurs et membres d'autres conseils de gestion: La société a un conseil d'administration qui se compose d'un président, d'un vice-président et de représentants des ministres des Finances (2), des Société de portefeuille d'État (2) et du Trésor (10), ainsi que de cinq experts et de deux employés. Tous, à l'exception des représentants des employés, sont nommés par le premier ministre, sur la recommandation des ministres des Finances, des Sociétés de portefeuille d'État et du Trésor. Il y a également un comité exécutif nommé par le premier ministre sur la recommandation des ministres des Finances et des Sociétés de portefeuille d'État, et un conseil de vérificateurs nommés par les ministres des Finances, du Trésor et des Sociétés de portefeuille d'État. Les administrateurs de l'ENI et les membres du conseil des vérificateurs ont un mandat de trois ans qui peut être reconduit.

Les comités interministériels pour la planification économique et pour la planification industrielle coordonnent l'ensemble des activités des trois principales sociétés de portefeuille d'État de l'Italie, dont l'ENI. Voir l'organigramme des sociétés d'État italiennes à la figure 27.

Ni la loi l'ayant constituée ni le règlement d'application ne donnent sur les **activités** de la société plus de détails que ceux qui sont donnés au paragraphe énonçant son **objet** ci-dessus. Ses activités sont régies par un comité se composant des ministres des Finances, du Trésor et des Sociétés de portefeuille d'État et présidé par le ministre des Sociétés de portefeuille d'État.

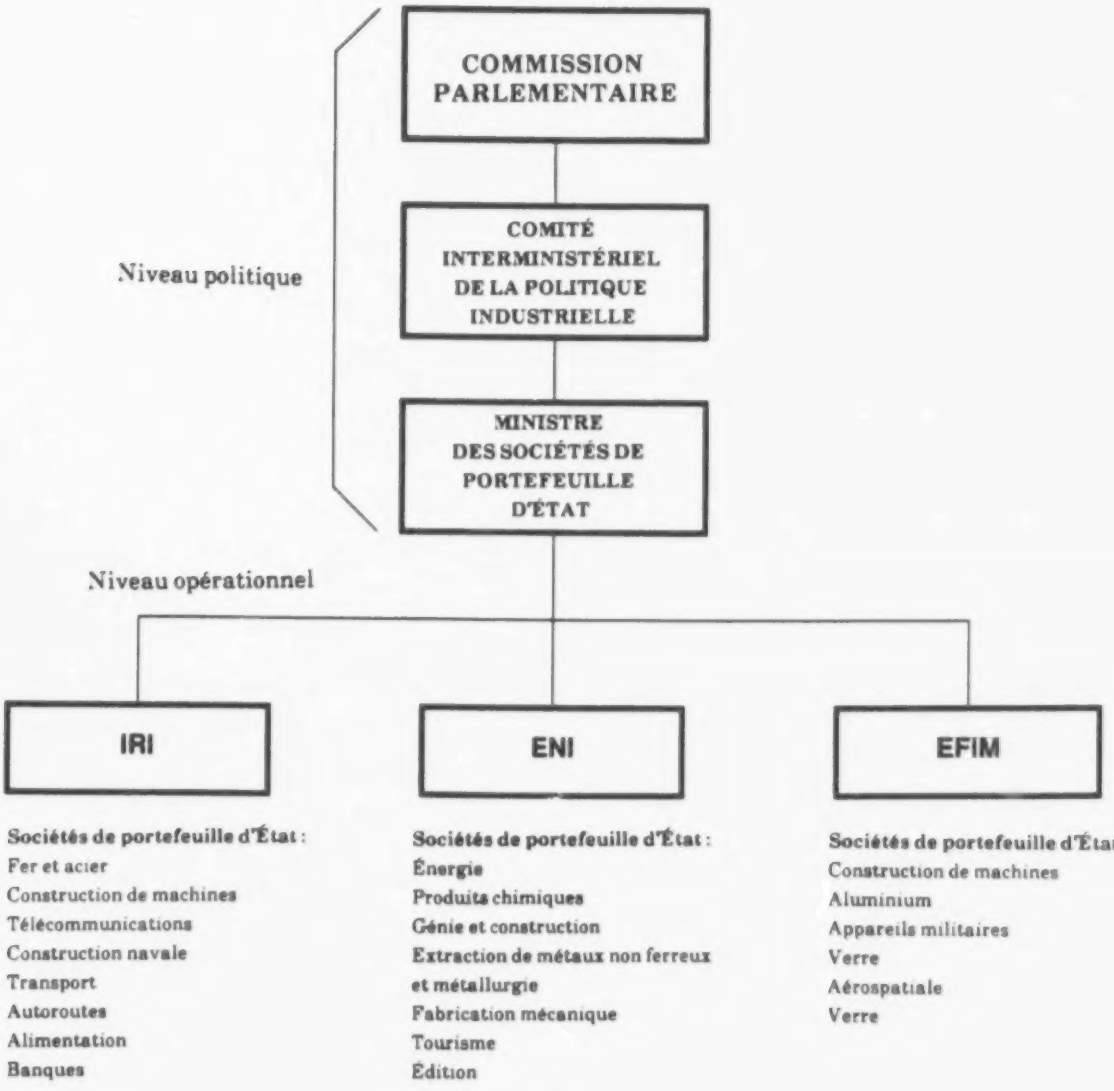
Les états **financiers** annuels de la société englobent le bilan et le compte des profits et pertes, et ils doivent être soumis dans les quatre mois suivant la clôture de l'exercice. Ils sont accompagnés de rapports des conseils d'administation et des vérificateurs et soumis à l'approbation du ministre des Sociétés de portefeuille d'État. Les variations budgétaires sont la responsabilité du ministre du Trésor.

Des **prêts et obligations** peuvent être émis selon des conditions approuvées par les ministres du Trésor et des Sociétés de portefeuille d'État. Ils peuvent être garantis par l'État , intérêt et capital, sous réserve de l'approbation du Conseil des ministres.

Liens avec le gouvernement italien

Le premier ministre nomme les membres du conseil d'administration, y compris le président et le vice-président, et ceux du comité éxécutif. Les ministères des Finances, des Sociétés de portefeuille d'État et du Trésor sont représentés au conseil d'administration. Les membres du conseil des vérificateurs sont nommés par les ministres des Finances, du Trésor et des Sociétés de portefeuille d'État. Le ministère des Finances et le ministère des Sociétés de portefeuille d'État sont représentés au conseil, qui est présidé par un représentant du Bureau du contrôleur général.

Figure 27: Système de sociétés de portefeuille d'État italiennes



Source: Reviglio, Franco, "State Holdings in Italy: A Lesson from Theory and Experience", discours prononcé par le président de l' ENI à Calcutta, le 14 novembre 1989, p. 16.

Organisation et activités

Les entreprises du groupe ENI exercent des activités dans sept principaux domaines et sont administrées par 13 sociétés mères, qui coordonnent les opérations des diverses sociétés qui relèvent d'elles. La figure 28 présente l'organigramme. En tant que société de portefeuille, l'ENI donne aux sociétés mères des directives générales, leur assure des services de coordination, de planification et de gestion financière et établit à leur intention une politique en matière de personnel et de relations extérieures tout en assurant leur financement par le biais de contributions publiques et par le recours au marché financier et aux banques. Les principaux domaines d'activité sont: l'énergie, les produits chimiques; la machinerie, la transformation, le génie et les services; la métallurgie; les machines pour textiles; les voyages; l'édition; la reconversion industrielle et les services; et les finances. Il y a, dans le secteur de l'énergie, quatre sociétés mères dont les activités sont les suivantes:

- **Agip:** exploration et production de pétrole et de gaz naturel; approvisionnement en pétrole brut; cycle du combustible nucléaire; énergie renouvelable (géothermique, photovoltaïque); exploration et production dans le secteur des minéraux non ferreux.

- **AgipPetroli:** raffinage et distribution de produits pétroliers en Italie et à l'étranger; services de conservation et de rentabilisation de l'énergie et sources d'énergie de remplacement du pétrole.

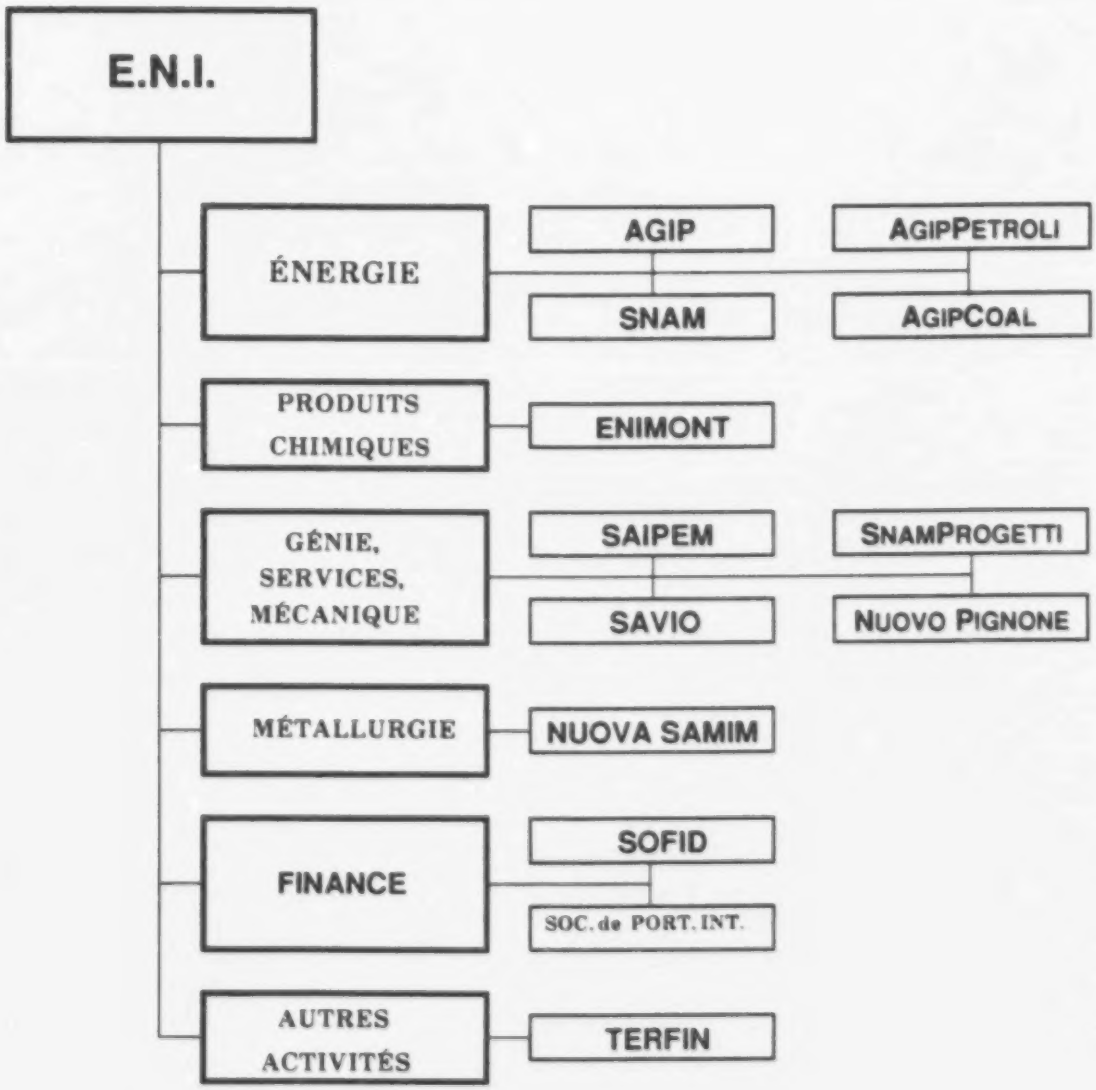
- **Snam:** fourniture, transport, distribution et vente de gaz naturel; transport de pétrole et de produits pétroliers.

- **Agipcoal:** exploration et exploitation du charbon; infrastructure et transport; transformation et traitement; commercialisation internationale; recherche scientifique et technologique pour la mise en valeur et l'utilisation du charbon et de ses dérivés.

Des sociétés mères d'autres groupes participent également à des activités liées à l'énergie. EniChem fournit des produits pétrochimiques. NuovoPignone conçoit et fabrique de l'équipement et des instruments pour les industries énergétiques d'Italie. Snamprogetti conçoit et construit des usines pétrochimiques, des raffineries et des installations de traitement de gaz, et a mis au point la technologie la plus perfectionnée au monde en matière de pipeline. Saipem exécute des forages à terre et en mer, et construit des ouvrages marins comme des plates-formes et des terminaux.

La coordination et la direction globale du programme de recherche et de développement de l'ENI incombent à un comité de recherche permanent, à une société de recherche centralisée et aux services qui, à l'intérieur des diverses sociétés, assurent un soutien direct pour les activités industrielles.

Figure 28: Organigramme de l'ENI



Source: Ente Nazionale Idrocarburi, présentation du groupe ENI , février 1990, p. 5.

Pays en développement

Les investissements dans les pays en développement, entre 1984 et 1988, se sont élevés à environ 3,9 milliards de dollars américains. Un consortium composé de l'ENI, d'un grand groupe industriel et de deux établissements financiers examine actuellement les possibilités d'entreprises conjointes.

Remarques

L'ENI est intéressante pour plusieurs raisons, et d'abord pour avoir multiplié ses opérations à l'extérieur de l'Italie; sa croissance à cet égard est d'autant plus remarquable que les ressources énergétiques intérieures de l'Italie sont limitées. Malgré un aussi faible capital-ressources, l'ENI a accédé au rang des conglomérats mondiaux de l'énergie.

Deuxième point d'intérêt, l'ENI est manifestement capable d'appuyer des objectifs nationaux et sociaux choisis, tout en remplissant son mandat en matière d'énergie. La société s'est lancée dans des entreprises conjointes dans des secteurs clés, afin d'assurer une certaine participation nationale. Les objectifs de ces participations ont été, entre autres:

- de réaliser une masse critique minimale qui lui permette de livrer une concurrence efficace sur le marché global;
- de percer sur des marchés étrangers;
- d'acquérir des technologies;
- de réaliser des synergies commerciales; et
- de fonctionner au sein de marchés très concurrentiels comme ceux de l'Europe, du Japon et des États-Unis.

Lorsque, de toute évidence, son activité servait l'intérêt public, elle recevait des fonds additionnels.

En plus d'aider à compenser une croissance économique inégale, l'ENI a joué un rôle social en favorisant le développement de l'arrière-pays. Pendant un certain temps, toutefois, les intérêts politiques ont prédominé et un certain nombre d'investissements malheureux ont eu lieu. Un meilleur équilibre a été atteint aujourd'hui entre les considérations économiques et sociales, de sorte que les difficultés de cet ordre ont beaucoup diminué.

Comme on peut le constater dans l'organigramme de l'ENI , le gouvernement, politiciens et bureaucrates, participent directement et constamment à la gestion de l'ENI. Le succès que connaît la société laisse croire que ce genre d'engagement n'a

pas forcément des effets inhibiteurs.

G. Comparaison des rôles

Lorsqu'il a proposé à la Chambre, le 12 mars 1975, que le projet de loi établissant une société pétrolière nationale soit débattu en deuxième lecture, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Donald Macdonald, a énuméré les raisons pour lesquelles le gouvernement proposait cette initiative, notamment:

- le gouvernement n'était pas convaincu que l'on pouvait compter sur le secteur privé pour mobiliser les capitaux nécessaires pour satisfaire les besoins énergétiques à plus long terme du Canada;

- étant donné les possibilités présentes à l'extérieur du Canada, il était également incertain que le secteur privé déploierait au Canada même les efforts requis pour répondre aux besoins énergétiques intérieurs futurs; et

- la situation pourrait fort bien se présenter que le pétrole puisse être plus avantageusement importé par une société canadienne nationale que par le secteur privé.

Avant de commenter la pertinence de ces sociétés dans le contexte canadien, il y a lieu de faire plusieurs remarques générales. Les sociétés sont toujours étroitement liées au mécanisme d'élaboration de la politique de leur gouvernement, soit par leur structure soit par la sélection de la direction et du conseil d'administration, ou encore des deux. Dans le cas de la JNOC et de Statoil, les budgets et les plans d'exploitation sont soumis à un examen parlementaire. À l'exception de la PDVSA, les vérificateurs de l'État font partie du processus de gestion et connaissent donc bien l'activité opérationnelle et financière de la société. Les plans d'exploitation doivent toujours être approuvés par le gouvernement.

Petróleos de Venezuela, S.A.

Ses activités représentant 20 p. 100 du PNB du Venezuela, la PDVSA est très importante dans l'économie de son pays. Le gouvernement est conscient du danger inhérent que pose une telle dépendance et essaie de diversifier l'assise économique du Venezuela. Il encourage aussi les participations avec des intérêts étrangers lorsque cela n'est pas interdit par la loi, y compris des activités liées au pétrole, comme la préparation de produits pétrochimiques.

Aux fins de la présente étude, la PDVSA nous intéresse surtout sur le plan technologique. L'essentiel des ressources pétrolières du Canada étant sous forme de bitume contenu dans les sables pétrolifères de l'Ouest, nous partageons le même intérêt à l'égard des nouvelles méthodes plus efficaces de mise en valeur des hydrocarbures lourds. L'émulsion d'eau et de bitume que vend la PDVSA est un

exemple des progrès qu'elle réalise. Bien qu'il y ait d'importantes différences entre les caractéristiques techniques et chimiques des réserves des deux pays, nous avons tous les deux besoin de trouver de nouveaux débouchés.

Au Canada, il se fait d'importantes recherches sur les sables pétrolifères et sur le pétrole lourd. Ce qui nous manque peut-être, c'est une bonne coordination des activités pour que les techniques prometteuses soient essayées sur le terrain et qu'elles soient appliquées de façon commerciale le plus rapidement possible. La mise au point d'une technique rentable d'extraction des sables pétrolifères sur place est l'une des priorités mentionnées par le gouvernement lors du dépôt de la loi sur Petro-Canada. L'intérêt national n'aurait-il pas été mieux servi si l'on avait consacré à la recherche sur les sables pétrolifères au moins une partie des ressources que Petro-Canada a investies dans l'industrie en aval?

Japan National Oil Corporation

Dans la mesure où Petro-Canada était destinée à l'origine à servir de catalyseur pour l'activité pétrolière, plutôt qu'à servir de chef de file, l'activité de la JNOC est celle qui se rapproche le plus du mandat originel de Petro-Canada. Sa méthode d'exploitation avantage l'État, en ce sens qu'elle met en branle des projets avant qu'il y ait justification économique et, de cette façon, elle s'assure que la production qui en résultera ira au Japon. Non seulement le secteur privé y gagne-t-il, à partir de l'engagement financier initial et parfois organisationnel de la JNOC, mais il assume la part de la JNOC lorsque le projet atteint le stade opérationnel et que le risque est réduit. Le secteur de recherche en technologie de la JNOC offre aussi un appui supplémentaire au secteur privé.

Indiscutablement, le gouvernement du Japon a les ressources financières et techniques nécessaires pour satisfaire à ses besoins à long terme en hydrocarbures en donnant à la JNOC un rôle opérationnel, à l'exclusion du secteur privé s'il le désire. Comme dans d'autres secteurs économiques, le gouvernement a préféré limiter ce rôle, comme nous l'avons fait observer antérieurement, à stimuler l'industrie et à passer à autre chose lorsqu'il n'est plus nécessaire de stimuler.

Au Canada, on accorde une grande priorité à l'engagement du secteur privé et, étant donné nos moyens financiers actuellement modestes, nous pourrions apprendre beaucoup du modèle de la JNOC. Une part croissante des ressources en hydrocarbures qui restent au Canada coûte cher à exploiter et présente des risques élevés; Petro-Canada pourrait jouer un rôle de premier plan dans leur mise en valeur bien qu'il faudrait envisager le problème du financement. En évitant un rôle opérationnel, nous limiterions les entorses au principe de la libre concurrence. La mise en branle de projets qui, autrement, resteraient lettre morte, ou le fait d'avancer leur calendrier d'exécution, présente des avantages, pour le secteur privé et pour le pays, grâce à une activité accrue.

Statoil

Dans la mesure où la société Petro-Canada a été créée pour permettre aux Canadiens de participer, par l'entremise du gouvernement, à la mise en valeur de leurs ressources en hydrocarbures, elle a un objectif en commun avec Statoil. En Norvège, le besoin d'une société nationale était encore plus criant, du fait que ni le gouvernement ni le secteur privé n'avaient beaucoup d'expérience dans la mise en valeur du gaz et du pétrole. À moins de laisser la responsabilité d'exploiter cette ressource essentielle aux mains d'un groupe de sociétés étrangères, l'État se devait d'agir.

Mis à part le souhait des deux gouvernements de participer directement à une importante activité économique, il n'y a guère d'analogies. Au Canada, l'industrie pétrolière intérieur était déjà bien développée et affichait une participation canadienne appréciable. L'exploitation des ressources pétrolières était déjà bien en cours. Bien que les activités initiales de Petro-Canada aient été concentrées dans les régions pionnières et dans les projets de sables pétrolifères, où son leadership a été utile, les dépôts des régions pionnières n'ont toujours pas atteint le stade de la production. En réalité, Petro-Canada a confié l'exploitation du seul gisement dont la mise en production semblait rentable (celui de Panuke-Cohasset, au large de la Nouvelle-Écosse) à d'autres sociétés. Dans le cas des sables pétrolifères, Petro-Canada a acquis un nombre important d'acres de terrain et elle a lancé plusieurs projets visant à mettre en valeur une nouvelle technologie d'extraction in situ. La société affiche une production de cette source, bien que la part directement attribuable à l'engagement de Petro-Canada reste difficile à déterminer. Le gouvernement d'Alberta l'a critiquée récemment pour n'avoir pas déployé plus d'efforts à développer ses réserves de sables pétrolifères.

Dans le cas de la Statoil, la société s'est concentrée à l'origine sur la production. Son expansion dans le transport, le raffinage, la commercialisation et la production pétrochimique s'est produite, règle générale, plus tard. La Statoil a remporté un succès particulier dans sa collaboration avec les industries de construction navale et de construction de la Norvège. Les conditions d'exploitation des hydrocarbures dans la Mer du Nord étaient sans précédent dans l'histoire de l'industrie pétrolière d'exploitation offshore, nécessitant une nouvelle technologie et de nouveaux principes de conception et de construction. Les entreprises norvégiennes ont graduellement assumé le rôle de chef de file dans ce domaine et pourraient bien tenir un rôle important dans l'exploitation du gisement Hibernia, au large de Terre-Neuve. En prenant cette initiative, Statoil a aidé à établir une importante industrie nouvelle en Norvège.

Bien que le Canada ait une longue expérience du travail en eau froide après les travaux qui ont été menés dans le Nord et au large de la Côte Est, Petro-Canada n'a pas suivi l'exemple de Statoil. Cest pourquoi les capacités canadiennes n'ont pas été suffisamment utilisées et que les possibilités de développer l'industrie canadienne à cet égard n'ont pas été exploitées à fond.

ENI

L'utilisation par le gouvernement italien d'une société nationale de portefeuille pour réaliser toute une série d'objectifs économiques, politiques et sociaux, remonte avant la Seconde Guerre mondiale. Il n'y a pas d'exemple analogue au Canada, et le besoin n'en existe pas puisque la politique gouvernementale est fondée sur la libre entreprise et la déréglementation. L'ENI nous intéresse en tant que société productrice qui a réussi à croître et à prospérer en dépit du peu de ressources énergétiques dont dispose l'Italie. L'ENI a mis au point, par l'intermédiaire de ses filiales, toute une gamme de capacités en conception et en construction d'infrastructures énergétiques, de même qu'une base technologique solide.

Annexe A

Liste des témoins

LE JEUDI 16 novembre 1989

Séance du matin

De Petro-Canada:
M. Wilbert Hopper, président.

De Doig's Digest:
M. Ian M. Doig, éditeur.

Séance de l'après-midi

De la "Canadian Association of Oilwell Driling Contractors":
M. Brian M. Krausert, président;
M. Don M. Herring, directeur.

M. Herschel Hardin, citoyen.

Du "Canadian Energy Research Institute":
M. Anthony E. Reinsch, vice-président.

LE JEUDI 27 novembre 1989

De l'Institut C.D. Howe:
M. Thomas E. Kierans, président.

LE LUNDI 11 décembre 1989

Du Conseil économique du Canada:
M. Ron Hirshhorn, économiste principal.

M. Jim Conrad, citoyen.

LE LUNDI 18 décembre 1989

Séance de l'après-midi

Comparaît:

L'honorable Jake Epp, c.p., député, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

M. G.R.M. Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de l'énergie;
M. R. Lyman, directeur général intérimaire, Direction de la politique énergétique.

Séance du soir

Du "Fraser Institute":

M. Michael Walker, directeur exécutif.

Annexe B

Sigles et Abbréviations

ALE	Accord de libre-échange
AOSTRA	Bureau de recherche et de technologie des sables bitumineux de l'Alberta
ASSP	Agence de surveillance du secteur pétrolier
CANMET	Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie
CERI	Canadian Energy Research Institute
DOE	Department of Energy (États-Unis)
EMR	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi (Italie)
ERA	Economic Regulatory Administration (États-Unis)
ERCB	Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (Alberta)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
IRC	Impôt sur les revenus pétroliers
JNOC	Japan National Oil Company
JPOC	Japan Petroleum Development Corporation (la société qui a précédé la JNOC)
LGN	Liquide de gaz naturel
MITI	Ministère du Commerce international et de l'Industrie (Japon)
MNC	Multinational Oil Companies (ex. Exxon, Royal Dutch/Shell, Chevron)
NES	Stratégie énergétique nationale (États-Unis)
ONE	Office national de l'énergie
OPAEP	Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole

OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PCEE	Programme canadien d'encouragement à l'exploration
PCEEMV	Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur
PDVSA	Petroleos de Venezuela S.A.
PEN	Programme énergétique national
PESP	Programme d'encouragement du secteur pétrolier
PIW	*Petroleum Intelligence Weekly*
SPN	Société pétrolières nationales (par ex. Petro-Canada, Statoil, Petrobras)
STATOIL	Den norske stats objeselskapas a.s. (Norvège)

Mcf	millier de pieds cubes
MMcf	million de pieds cubes
Bcf	milliards de pieds cubes
Tcf	billion de pieds cubes
b/d	barils/jour
Bcf/d	milliard de pieds cubes/jour

Annexe C

Définitions, unités et coefficients de conversion

Définitions

Contrôle canadien: En général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50% ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas excepticnnels, lorsqu'une branche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien, même si plus de 50% des actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. [Canada, ASSP, 1989, p. 89.]

Concession: Entente (habituellement convenue avec le gouvernment du pays d'origine) autorisant une entreprise pétrolière étrangère à faire de la prospection et la production pétrolières dans une région sous réserve de certaines conditions. Une telle entente comporte habituellement une échéance précise et prévoit le versement d'une redevance au gouvernement concerné. [William and Myers, 1981, p. 126]

Grands producteurs: Sociétés dont les travaux sont surtout axées sur l'exploration et la production et qui réalisent chacune plus de 1% des recettes d'amont de l'industrie. [Canada, ASSP, 1989, p. 91]

Participation canadienne: Proportion du total des actions avec droit de vote détenues, directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. [Canada, ASSP, 1989, p. 81]

Petits producteurs: Sociétés surtout axées sur l'exploration et la production et qui génèrent chacune moins de 1% des recettes d'amont de l'industrie. [Canada, ASSP, 1989, p. 90]

Redevance: Part de la production destinée au propriétaire foncier et dont les frais de production ne sont pas déduits. La redevance est payable en nature (c'est-à-dire que le titulaire de la redevance a droit à une partie du pétrole ou du gaz produit) ou en espèces (c'est-à-dire que le titulaire de la redevance a droit à l'équivalent en argent de la valeur ou du prix sur le marché de sa part de la production). [Williams and Myers, 1981, p. 656]

Secteur d'amont: Secteur de l'industrie pétrolière comprenant les activités et les opérations liées à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à

l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et du soufre, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. [Canada, ASSP, 1989, p. 91]

Secteur d'aval: Secteur de l'industrie pétrolière comprenant le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. [Canada, ASSP, 1989, p. 91]

Sociétés intégrées: Sociétés qui perçoivent des recettes importantes tant dans le secteur d'aval que dans le secteur d'amont. [Canada, ASSP, 1989, p. 91]

Terres du Canada: Les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. [Canada, ASSP, 1989, p. 92] Les terres du Canada comprennent le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest et les régions sous-marines de la Côte est, de la Côte ouest et de l'Arctique.

Glossaire - Ratios financiers (utilisés par Petro-Canada)
[Petro-Canada, 1990, p. 30]

Avoir de l'actionnaire: Intérêt de l'actionnaire, redressé en fonction des actions privilégiées rachetables évaluées à leur contre-valeur en dollars US à la fin de l'exercice. Synonyme: capitaux propres.

Capital utilisé: Total de l'actif moins le passif à court terme, exception faite des effets à payer à court terme et de la tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an.

Couverture de l'intérêt: En fonction du bénéfice: bénéfice avant les intérêts débiteurs, la provision pour impôts sur le revenu, les postes extraordinaire et de nature inhabituelle ainsi que les dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés et les dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, multiplié par un taux d'imposition de 1/1.

En fonction des fonds autogénérés: fonds de roulement provenant de l'exploitation, avant les intérêts débiteurs et la provision pour impôts sur le revenu de l'exercice en cours, majoré des changements dans les avances sur les livraisons à terme de gaz naturel, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés et les dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, multiplié par un taux d'imposition de 1/1.

Dette: Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an, les effets à payer à court terme, les chèque en circulation moins l'encaisse, les avances sur les livraisons à terme de gaz naturel et les actions privilégiées rachetables, évaluées à leur contre-valeur en dollars US à la fin de l'exercice.

Fonds autogénérés: Fonds de roulement provenant de l'exploitation (indiqué dans les états financiers) moins les dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, majorité des crédits d'impôt à l'investissement, des crédits d'impôt à l'exploration et des changements dans les avances sur les livraisons à terme de gaz naturel.

Ratio de réinvestissement: Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration moins les subventions d'encouragment du secteur pétrolier, divisées par les fonds autogénérés.

Ration des fonds autogénérés à la dette: Fonds autogénérés divisés par la dette.

Rendement de l'avoir de l'actionnaire: Bénéfice avant postes extraordinaire et de nature inhabituelle et après dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, divisé par l'avoir moyen de l'actionnaire.

Rendement du capital utilisé: Bénéfice avant postes extraordinaire et de nature inhabituelle et dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables plus les intérêts débiteurs redressés des impôts, divisé par le capital utilisé moyen.

Rendement en fonds autogénérés du capital utilisé: Fonds autogénérés majorés des intérêts débiteurs redressés des impôts et des dividendes versés sur les actions privilégiées rachetables, divisés par le capital utilisé moyen.

Unités et coefficients de conversion

Dans le système international (SI) de mesures, l'unité d'énergie est le joule (J). Le débit ou le taux de conversion d'énergie – de courant – est mesuré en watts (W). Le watt correspond à la consommation d'une joule d'énergie par seconde. Comme les unités d'énergie sont petites, on utilise d'habitude des multiples de ces unités de base, ainsi que l'illustrent les exemples ci-dessous.

facteur de multiplication		préfixe/symbole		exemple/symbole	
1 000 000 000 000 000 000	$= 10^{18}$	exa	E	exajoules	EJ
1 000 000 000 000 000	$= 10^{15}$	péta	P	pétajoules	PJ
1 000 000 000 000	$= 10^{12}$	téra	T	térawatts	TW
1 000 000 000	$= 10^{9}$	giga	G	gigawatt-heures	GWh
1 000 000	$= 10^{6}$	méga	M	mégawatts	MW
1 000	$= 10^{3}$	kilo	k	kilopascals	kPa

Facteurs de conversion: (les facteurs de conversion suivants soit exacts soit corrects pour les quatres premiers chiffres)

Distance:	1 pied = 0,3048 mètre	1 mètre = 3,281 pieds
	1 mille anglais = 1,609 kilomètres	1 kilomètre = 0,6214 mille anglais
Surface:	1 pied carré = 0,09290 mètre carré	1 mètre carré = 10,76 pieds carrés
	1 mille carré = 640 acres	1 kilomètre carré = 247,1 acres
	1 mille carré = 259,0 hectares	1 kilomètre carré = 100 hectares
	1 mille carré = 2,590 kilomètres carrés	1 kilomètre carré = 0,3861 mille carré
Volume:	1 pied cube = 0,02832 mètre cube	1 mètre cube = 35,31 pieds cubes
	1 baril américain = 42 gallons américains	1 gallon américain = 3,785 litres
	1 baril américain = 34,97 gallons impériaux	1 gallon impérial = 4,546 litres
	1 baril américain = 0,1590 mètre cube	1 mètre cube = 6,290 barils américains
	1 baril américain = 159,0 litres	1 mètre cube = 1 000 litres
Masse:	1 tonne forte = 2 240 livres	1 tonne courte = 2 000 livres
	1 tonne forte = 1,12 tonnes courtes	1 tonne courte = 0,8929 tonne forte
	1 tonne forte = 1,016 tonnes	1 tonne courte = 0,9072 tonne
	1 livre = 0,4536 kilogramme	1 kilogramme = 2,205 livres
	1 tonne = 1 000 kilogrammes	1 tonne = 2 205 livres
Énergie:	1 kilowatt-heure = 3 600 000 joules	1 kilowatt-heure = 3 412 Btu
	1 British thermal unit (Btu) = 1 054 joules	
	1 "quad" = 1 mille billions de Btu = 10^{15} Btu = 1 054 pétajoules = 1 054 x 10^{15} joules	
Puissance:	1 kilowatt = 3 600 000 joules/heure	1 kilowatt = 1,341 cheval-vapeur impérial
	1 cheval-vapeur impérial = 745,7 watts	1 Btu/heure = 0,2931 watt

Bibliographie sélective

(1) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta Oil Supply , 1988-2003*, ERCB 88-E, Calgary, December 1988.

(2) Alberta, Energy Resources Conservation Board, *Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids, and Sulphur, December 1988*, ERCB ST89-18, Calgary, 1989.

(3) Auld, Douglas and Harry Kitchen, *The Supply of Government Services*, The Fraser Institute, Vancouver, 1988.

(4) Battram, Shelly P. and Reinier H. Lock, "The Canada/United States Free-Trade Agreement and Trade in Energy", *Energy Law Journal*, vol. 9, no. 2, 1988.

(5) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, *The National Energy Program 1980*, Ottawa, 1980.

(6) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Canadian Oil Markets & Trade Division, *Canadian Motor Gasoline Markets. 1980s: The Decade in Review*, Ottawa, December 1989.

(7) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Communications Branch, *Energy and Canadians into the 21st Century. A Report on the Energy Options Process*, Ottawa, August 1988.

(8) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, Energy Statistics Division, *Energy Statistics Handbook*, Ottawa, undated.

(9) Canada, Department of Energy, Mines and Resources, *Program for a Strengthened Petro-Canada*, Background Notes Presented by the Hon. Ray Hnatyshyn Minister of Energy, Mines and Resources and the Hon. Michael Wilson, Minister of State for International Trade, Ottawa, 21 December 1979.

(10) Canada, House of Commons, Standing Committee on Energy, Mines and Resources, *Oil – Scarcity or Security?, Minutes of Proceedings and Evidence*, Issue No. 28, Second Session, Thirty-third Parliament, 29 September 1987.

(11) Canada, House of Commons, Standing Committee on National Resources and Public Works, *Minutes of Proceedings and Evidence*, Issue No. 15, First Session, Thirtieth Parliament, 24 April 1975.

(12) Canada, Minister of Finance, *the Budget*, Ottawa, February 20, 1990.

(13) Canada, National Energy Board, *Canadian Energy Supply and Demand 1987-2005*, Ottawa, September 1988.

(14) Canada, National Energy Board, *1989 Annual Report*, Ottawa, 1990.

(15) Canada, Petro-Canada Task Force, *Report of the Task Force on Petro-Canada*, Ottawa, 15 October 1979.

(16) Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry:1979-1988 Monitoring Reports*, Communications Branch, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, 1977-1989.

(17) Canada, Petroleum Monitoring Agency, *Canadian Petroleum Industry – 1989 Monitoring Report (First Six Months)*, Communications Branch, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa, December 1989.

(18) Canada, Senate, Standing Committee on Energy and Natural Resources, *Proceedings*, Issue Nos. 3-6, Second Session, Thirty-fourth Parliament, 1989.

(19) Canada, President of the Treasury Board, *Expenditure and Program Review*, Ottawa, November 1984.

(20) Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, undated.

(21) "Canada's Top 100 Oil and Gas Companies", *Oilweek*, vol. 40, no. 20, 26 June 1989, p. 7ff.

(22) Canertech, *Annual Reports*, 1981-1983, Winnipeg.

(23) Coad, Leonard A. and David H. Maerz, *Continental Natural Gas Market: Canadian Export Capacity in the 90s*, Study No. 32, Canadian Energy Research Institute, Calgary, October 1989.

(24) Croll, Donald, "OPEC Gains Market Share", *Petroleum Economist*, vol. LVII, no. 1, January 1990, p. 26-28.

(25) Doern, G. Bruce and Glen Toner, *The Politics of Energy: The Development and Implementation of the NEP*, Methuen, Toronto, 1985.

(26) Ente Nazionale Idrocarburi, *ENI Group Research and Development*, Rome, July 1989.

(27) Ente Nazionale Idrocarburi, *Law Establishing ENI/Regulations*, Rome, April 1987.

(28) Ente Nazionale Idrocarburi, *Presentation of the ENI Group*, February 1990.

(29) Ente Nazionale Idrocarburi, *The ENI Group in 1988*, Rome, June 1989.

(30) Grayson, Leslie E., *National Oil Companies*, John Wiley and Sons, Toronto, 1981.

(31) Halpern, Paul, André Plourde and Leonard Waverman, *Petro-Canada: Its Role, Control and Operations*, Report Prepared for the Economic Council of Canada, Supply and Services Canada, Ottawa, 1988.

(32) Japan National Oil Corporation, *JNOC*, Annual Report, Tokyo, September 1989.

(33) Japan National Oil Corporation, *JNOC Technology Research Center*, Chiba City, January 1989.

(34) Japan National Oil Corporation, *Petroleum Stockpiling*, Tokyo, 1988.

(35) "OPEC's Reserves Shares Up in Turbulent '80s", *Oil & Gas Journal*, 25 December 1989, pp. 41-45.

(36) Petro-Canada, *Annual Reports*, 1976-1989, Calgary.

(37) Petróleos de Venezuela, S.A., *Annual Report 1988*, Caracas, April 1989.

(38) "PIW Ranks World's Top 50 Oil Companies", *Petroleum Intelligence Weekly*, Special Supplement Issue, 11 December 1989.

(39) Pratt, Larry, "Petro-Canada" in Tupper and Doern (eds.), *Privatization, Public Policy and Public Corporations in Canada*, The Institute for Research on Public Policy, Halifax, 1988, p. 151-210.

(40) Reinsch, Anthony E., Kevin J. Brown and James O. Stanford, *Stability Within Uncertainty: Evolution of the World Oil Market*, Study No. 28, Canadian Energy Research Institute, Calgary, September 1988.

(41) Reinsch, Anthony E. and Michael A. O'Reilly, *World Oil Market Projections 1990-2005*, Study No. 34, Canadian Energy Research Institute, Calgary, March 1990.

(42) Reviglio, Franco, "State Holdings in Italy: A Lesson from Theory and Experience", Talk delivered by the Chairman of ENI in Calcutta, 14 November 1989.

(43) Riva, Joseph P. Jr., "Fossil Fuels", *Encyclopedia Britannica*", 1987, p. 588-612.

(44) Riva, Joseph P. Jr., *The World's Conventional Oil Production Capability Projected into the Future by Country*, Report #87-414 SPR, Congressional Research Service, Library of Congress, Washington, May 1987.

(45) Statoil, *Annual Report and Accounts 1988*, Stavanger, Norway, March 1989.

(46) Tanner, James N. and Anthony E. Reinsch, *Canadian Crude Oil Supply/Demand Balances*, Study No. 31, Canadian Energy Research Institute, Calgary, August 1989.

(47) "The Canadian Business 500", *Canadian Business*, vol. 63, no. 6, June 1990, p. 74ff.

(48) "The Financial Post 500", "Tops in Their Field", *The Financial Post*, Summer 1990, p. 157.

(49) Tupper, Allan and G. Bruce Doern (eds.), *Privatization, Public Policy and Public Corporations in Canada*, The Institute for Research on Public Policy, Halifax, 1988.

(50) United States, Department of Energy, *Interim Report – National Energy Strategy: A Compilation of Public Comments*, DOE/S-0066P, Washington, D.C., April 1990.

(51) United States, Department of Energy, Energy Information Administration, *Annual Energy Review 1988*, DOE/EIA-0384(88), Washington, D.C., May 1989.

(52) United States, Department of Energy, Office of International Affairs, *Energy Industries Abroad*, DOE/IA-0012, Washington, D.C., September 1981.

(53) United States, Department of Energy, Office of International Affairs, *The Role of Foreign Governments in the Energy Industries*, Washington, D.C., October 1977.

(54) Walker, Michael W. (ed.), *Privatization: Tactics and Techniques*, Proceedings of a Symposium held in Vancouver, 22-24 July 1987, The Fraser Institute, Vancouver, 1988.

(55) Watkins, G.C. and M.A. Walker (eds.), *Reaction: The National Energy Program*, The Fraser Institute, Vancouver, 1981.

(56) Watkins, G. Campbell (ed.), *Petro Markets: Probing the Economics of Continental Energy*, The Fraser Institute, Vancouver, 1989.